



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Departamento de Ingeniería Mecánica, Térmica y de Fluidos

Área de Máquinas y Motores Térmicos

TRABAJO FIN DE MÁSTER

**ANÁLISIS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON O SIN
ALMACENAMIENTO PARA ALIMENTAR CONSUMOS
INDUSTRIALES**

Máster en Ingeniería Industrial

Autor: Jesús Domingo Ballesteros Carrillo

Tutor: Fernando Domínguez Muñoz

Cotutor: Antonio Miguel Mateos Medina

MÁLAGA, Marzo de 2.025

ANÁLISIS DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CON O SIN ALMACENAMIENTO PARA ALIMENTAR CONSUMOS INDUSTRIALES

Autor: Jesús Domingo Ballesteros Carrillo

Tutor: Fernando Domínguez Muñoz

Cotutor: Antonio Miguel Mateos Medina

Departamento: Ingeniería mecánica, térmica y de fluidos

Titulación: Máster en Ingeniería Industrial

Palabras clave: Fotovoltaica, Industria, Almacenamiento, Autoconsumo, Rentabilidad.

Resumen

En la última década, la energía fotovoltaica ha crecido significativamente, aumentando tanto el número como la diversidad de instalaciones, desde sistemas aislados hasta aquellos conectados a la red, con o sin inyección y con almacenamiento en baterías. Este crecimiento ha generado la necesidad de optimizar el dimensionado para una generación más eficiente, considerando factores como el clima y la demanda específica de cada usuario.

A diferencia del sector terciario, el consumo energético en la industria en muchos casos no depende del clima, sino de la demanda de sus procesos productivos, lo que da lugar a diversos perfiles de consumo. En este contexto, se llevará a cabo un análisis energético y económico para estudiar la implementación de instalaciones fotovoltaica en la industria, con y sin almacenamiento. Se desarrollarán modelos en Matlab con distintas potencias y capacidades de baterías, con el objetivo de maximizar la rentabilidad y cubrir eficientemente la demanda energética.

Los resultados permitirán determinar la configuración óptima de sistemas fotovoltaicos y almacenamiento para cada tipo de industria, facilitando su dimensionado y promoviendo un uso más eficiente de la energía solar.

ANALYSIS OF PHOTOVOLTAIC INSTALLATIONS WITH OR WITHOUT STORAGE TO POWER INDUSTRIAL CONSUMPTIONS

Author: Jesús Domingo Ballesteros Carrillo

Supervisor: Fernando Domínguez Muñoz

Co-supervisor: Antonio Miguel Mateos Medina

Department: Mechanical, Thermal, and Fluid Engineering

Degree: Master in Industrial Engineering

Keywords: Photovoltaic, Industry, Storage, Self-consumption, Profitability.

Abstract

In the last decade, photovoltaic energy has grown significantly, increasing both the number and diversity of installations, from stand-alone systems to those connected to the grid, with or without injection and with battery storage. This expansion has created a need for optimized system sizing to enhance efficiency, considering factors such as climate and the specific demand of each user.

Unlike the tertiary sector, industrial energy consumption is often driven by production demand rather than weather conditions, but on the demand of its production processes, which gives rise to different consumption profiles. In this context, an energy and economic analysis will be carried out to study the implementation of photovoltaic installations in industry, with and without storage. Models with different power and battery capacities will be developed in Matlab, with the aim of maximizing profitability and efficiently covering energy demand.

The results will allow determining the optimal configuration of photovoltaic systems and storage for each type of industry, facilitating their sizing and promoting a more efficient use of solar energy.

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a:

- Mi familia, por su apoyo incondicional en los buenos y malos momentos. Sin ellos no hubiese podido llegar hasta aquí.
- Mis tutores Fernando y Antonio, por su disposición en todo momento y ayuda recibida.
- A mis compañeros de piso, amigos y todas las personas que me han acompañado en esta etapa y me han ayudado a superarla.

A todos ellos, muchas gracias.

Acrónimos

BOE	Boletín Oficial del Estado
CNE	Comisión Nacional de Energía
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CPN	Coste Presente Neto
CTE	Código Técnico de la Edificación
DATADIS	Plataforma de datos de consumo eléctrico
HOMER	Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
ITC	Instrucción Técnica Complementaria
LCOE	Levelized Cost of Energy (Costo Nivelado de Energía)
LGA	Línea General de Alimentación
PVsyst	Software para análisis y simulación de sistemas fotovoltaicos
PVPC	Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor
PVGIS	Photovoltaic Geographical Information System
PVWatts	Herramienta de simulación fotovoltaica del NREL
PRS	Periodo de Retorno Simple)
REE	Red Eléctrica de España
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
SAM	System Advisor Model
TED	Orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

Índice

Resumen	V
Abstract	VII
Agradecimientos	IX
Acrónimos	XI
1 Introducción	1
1.1 Motivación	1
1.2 Estado del Arte	2
1.2.1 La energía fotovoltaica en el mundo	2
1.2.2 La energía fotovoltaica en España	5
1.2.3 La energía fotovoltaica en el sector industrial español	7
1.2.4 Dimensionado de instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento en el sector industrial	8
1.3 Objetivos	11
1.4 Estructura de la memoria	11
2 Análisis de Curvas de Carga para Perfiles Industriales	13
2.1 Fuentes de datos utilizadas para la obtención de curvas de consumo industrial	13
2.1.1 Curvas de carga ELMAS (Francia)	14
2.1.2 Curvas de carga DemandRegio (Alemania)	15
2.1.3 Curvas de carga Zenodo (Alemania)	16
2.2 Análisis de las curvas de carga	16
2.2.1 Método para la clasificación de los perfiles	16
2.2.2 Resultados obtenidos	21
2.2.3 Consumos industriales en diferentes localizaciones geográficas .	25

2.3	Tratamiento de las curvas de carga industriales para su uso en el estudio	26
2.3.1	Normalización y estandarización de las curvas de carga	26
2.3.2	Determinación de la potencia pico de referencia	27
3	Marco Normativo y Esquemas de Instalaciones Fotovoltaicas	31
3.1	Legislación vigente	31
3.1.1	Sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados	32
3.1.2	Centrales fotovoltaicas	32
3.1.3	Sistemas fotovoltaicos de autoconsumo	34
3.1.4	Resumen de la normativa aplicable a las instalaciones fotovoltaicas	35
3.2	Esquemas de conexión	36
3.2.1	Instalaciones generadoras aisladas	36
3.2.2	Instalaciones generadoras asistidas	36
3.2.3	Instalaciones generadoras interconectadas	36
3.3	Modalidad de autoconsumo y esquemas de conexión empleados para las instalaciones fotovoltaicas industriales	37
4	Indicadores energéticos y económicos	41
4.1	Indicadores energéticos	41
4.2	Indicadores económicos	43
5	Estrategia de modelado	49
5.1	Datos de partida	49
5.1.1	Precio de la energía	49
5.1.2	Datos climáticos y de generación fotovoltaica	56
5.1.3	Equipos que componen los sistemas fotovoltaicos	58
5.2	Modelado de la instalación fotovoltaica con y sin almacenamiento	64
5.2.1	Datos de partida	64
5.2.2	Cálculo de las instalaciones	65
6	Resultados obtenidos	77
6.1	Aplicación de métodos existentes simplificados de dimensionado para instalaciones fotovoltaicas	79
6.1.1	Dimensionado empleando la potencia pico de la industria	79
6.1.2	Dimensionado empleando perfiles de consumo del sector terciario	82

6.2	Metodología para el análisis de instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento	86
6.3	Instalaciones fotovoltaicas sin almacenamiento	87
6.3.1	Determinación de la autosuficiencia máxima sin baterías . . .	87
6.3.2	Análisis de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías	88
6.3.3	Predimensionado de instalaciones fotovoltaicas sin baterías . .	96
6.4	Instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento	102
6.4.1	Determinación de la autosuficiencia mínima con baterías . . .	103
6.4.2	Análisis de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento . .	103
6.4.3	Predimensionado de instalaciones fotovoltaicas con almacenamien- to	107
	Conclusiones y líneas futuras	115
	ANEXO I: CURVAS MEDIAS DE CONSUMO DIARIO Y MENSUAL	117
	ANEXO II: ESQUEMAS DE CONEXIÓN FOTOVOLTAICA	127
	ANEXO III: PRECIO HORARIO DE LA ENERGÍA	139
	ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS	145
	ANEXO V: RESULTADOS PARA DIFERENTES PROFUNDIDADES DE DESCARGA	159
	ANEXO VI: RESULTADOS SIN BATERÍAS	173
	ANEXO VII: RESULTADOS CON BATERÍAS	223
	Bibliografía	271

Índice de figuras

1.1	Potencia instalada y crecimiento en 2023 por fuente de energía renovable [2].	2
1.2	Evolución de la potencia fotovoltaica instalada por regiones [2].	3
1.3	Precio medio de los módulos fotovoltaicos [2].	3
1.4	Evolución de los precios de las baterías de ion Litio [2].	4
1.5	Capacidad de almacenamiento acumulada por países [2].	4
1.6	Mapa de la irradiación global horizontal en España [3].	5
1.7	Mix energético en España en 2014 y en 2023 (GWh) [2].	5
1.8	Potencia instalada (MW) en España anualmente [2].	6
1.9	Potencia instalada (MW) en España anualmente [2].	6
1.10	Potencia fotovoltaica instalada en España por sector en 2023 [2].	7
1.11	Capacidad de almacenamiento instalada en España por sector en 2023 [2]. .	8
1.12	Resultados obtenidos de la búsqueda de artículos de fotovoltaica residencial e industrial [7].	9
1.13	Curvas tipo de una escuela (izquierda) y de un hotel (derecha) [10].	10
1.14	Ejemplo de curvas de consumo industrial	10
2.1	Perfiles de demanda tipo para el análisis de las curvas de consumo	18
2.2	Diagrama de flujo con la lógica empleada para la clasificación de las industrias	20
2.3	Curvas de demanda media diaria de las industrias 1, 2 y 9	21
2.4	Curvas de demanda diaria de las industrias 14, 17 y 19	22
2.5	Curvas de demanda media mensual de las industrias 2 y 49	22
3.1	Esquema tipo de sistemas fotovoltaicos autónomos [21]	32
3.2	Esquema tipo de centrales solares [22]	33
3.3	Esquema tipo de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo [30]	34
3.4	Marco normativo de los tipos de las instalaciones fotovoltaicas [18]	35
3.5	Esquema para la conexión en instalaciones interconectadas en alta y media tensión (C2) [32]	39

3.6	Esquema para la conexión en instalaciones interconectadas en baja tensión mediante la LGA [32]	40
4.1	Ejemplo del comportamiento de los índices de autoconsumo y autosuficiencia	42
4.2	Ejemplo del comportamiento del VAN de una instalación fotovoltaica . . .	44
4.3	Ejemplo del comportamiento de la TIR de una instalación fotovoltaica . .	45
4.4	Ejemplo del comportamiento del Payback de una instalación fotovoltaica .	46
4.5	Ejemplo del comportamiento del LCOE de una instalación fotovoltaica . .	47
4.6	Ejemplo del comportamiento del CPN de una instalación fotovoltaica . . .	48
5.1	Periodos de facturación eléctrica durante el año [17]	50
5.2	Precio de la energía medio mensual para el año 2024	55
5.3	Precio de la energía medio horario en 2024 por tarifa	55
5.4	Zonas climáticas en España [45]	56
5.5	Interfaz PVGIS para el cálculo de la producción fotovoltaica [46]	57
5.6	Producción fotovoltaica promedio en las zonas geográficas [46]	58
5.7	Degradación fotovoltaica del módulo seleccionado [48]	59
5.8	Soporte ejemplo para la sujeción de los módulos [49]	60
5.9	Modelo de batería seleccionada para el estudio [50]	61
5.10	Modelo ejemplo de dispositivo antivertido [51]	62
5.11	Precio de la instalación fotovoltaica y del mantenimiento en función de la potencia instalada	63
5.12	Lógica seguida para el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías	66
5.13	Capacidad restante de la batería en función de la profundidad de descarga aplicada [50]	67
5.14	Número de ciclos para diferentes capacidades de batería	68
5.15	Resultados obtenidos para la Industria 9 simulada para la Tarifa 6.1TD . .	69
5.16	Resultados obtenidos para la Industria 19 simulada para la Tarifa 6.4TD .	69
5.17	Balance energético de un día tipo de la instalación con baterías	71
5.18	Lógica seguida para el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas con baterías	72
5.19	Valores de autosuficiencia asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas	74
5.20	Valores de VAN asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas	74
5.21	Valores de TIR asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas	75

5.22	Valores de LCOE asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas	75
5.23	Valores de PRS asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas	76
6.1	Media diaria de consumo para las industrias ejemplo	78
6.2	Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.1TD) . . .	81
6.3	Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.2TD) . . .	81
6.4	Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.3TD) . . .	82
6.5	Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.4TD) . . .	82
6.6	Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico de la industria (Tarifa 6.4TD)	83
6.7	Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario sin baterías (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total	84
6.8	Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario (Tarifa 6.4TD) - Mismo consumo total	84
6.9	Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico	85
6.10	Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario (Tarifa 6.4TD) - Misma potencia pico	85
6.11	Metodología empleada para el análisis de instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento	86
6.12	Análisis de la autosuficiencia máxima sin baterías para la tarifa 6.1TD . .	88
6.13	Análisis de la autosuficiencia máxima sin baterías para la tarifa 6.4TD . .	88
6.14	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total	89
6.15	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.2TD) - Mismo consumo total	90
6.16	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total	90
6.17	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.2TD) - Mismo consumo total	91
6.18	VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total	92
6.19	VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.2TD) - Mismo consumo total	92
6.20	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico	93

6.21	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.2TD) - Misma potencia pico	93
6.22	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico	94
6.23	Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.2TD) - Misma potencia pico	94
6.24	VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico	95
6.25	VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.2TD) - Misma potencia pico	96
6.26	Potencia pico fotovoltaica calculada frente al factor de carga	97
6.27	Potencia pico fotovoltaica calculada frente al producto del factor de carga y el consumo de día	98
6.28	Diagrama de flujo del proceso seguido para la obtención del modelo lineal para instalaciones sin baterías	102
6.29	Resultados obtenidos con baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) en Málaga - Misma potencia pico	104
6.30	Resultados obtenidos con baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) en Valencia - Misma potencia pico	104
6.31	Resultados obtenidos con baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) en Bilbao - Misma potencia pico	105
6.32	Resultados obtenidos con baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.1TD) en Málaga - Misma potencia pico	105
6.33	VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico	106
6.34	Potencia fotovoltaica máxima y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia total	107
6.35	Combinación de potencias y capacidades óptimas para la Industria en Málaga - Tarifa 6.1TD	108
6.36	Combinación de potencias y capacidades óptimas para la Industria 17 en Málaga - Tarifa 6.1TD	108
6.37	Potencia pico fotovoltaica inferior calculada frente al producto del factor de carga y el consumo de día	109
6.38	Potencia pico fotovoltaica superior calculada frente al producto del factor de carga y el consumo de día	109
6.39	Diagrama de flujo del proceso seguido para la obtención del modelo cuadrático para instalaciones con baterías	114

Índice de Tablas

1.1	Comparativa de la estimación de objetivos por tipo de tecnología entre el PNIEC 2021-2030 y el PNIEC actualizado [5].	7
2.1	Clasificación de los perfiles industriales	23
2.2	Número de curvas en función del perfil de consumo tipo más similar.	24
2.3	Número de curvas en función de la estación con mayor consumo.	25
2.4	Consumo eléctrico de climatización sobre el total de la industria	26
2.5	Potencia eléctrica contratada media para el periodo 6 y consumo medio en España en función de la tarifa eléctrica	28
2.6	Consumo medio y potencia pico media por tarifa para ambos métodos de cálculo	29
3.1	Leyenda de los esquemas de conexión de instalaciones fotovoltaicas [32].	39
5.1	Pagos por capacidad (€/kWh) en función de la tarifa y el periodo de facturación [38].	52
5.2	Pagos por peaje de transporte y distribución (€/kWh) en función de la tarifa y el periodo de facturación [41].	53
5.3	Término de energía de los cargos (€/kWh) en función de la tarifa y el periodo de facturación [38].	53
5.4	Precio medio mensual por tarifa en 2024	54
5.5	Desglose de las pérdidas de los sistemas para los cálculos fotovoltaicos [47]	58
5.6	Características técnicas del modelo de baterías seleccionado [50]	61
6.1	Máximo VAN y consumo total para las industrias ejemplo usando la normalización por potencia pico	95
6.2	Porcentajes de consumo durante el día máximos y mínimos en función del perfil tipo de consumo	98
6.3	Valores de los coeficientes A y B de la ecuación del modelo lineal	101

6.4	Resultados estadísticos del análisis comparativo de ambos métodos sin baterías	102
6.5	Valores de los coeficientes A, B y C de la ecuación del modelo cuadrático para la potencia fotovoltaica pico mínima	111
6.6	Valores de los coeficientes A, B y C de la ecuación del modelo cuadrático para la potencia fotovoltaica pico máxima	112
6.7	Resultados estadísticos del análisis comparativo de ambos métodos con baterías	112

Capítulo 1

Introducción

Contenido

1.1	Motivación	1
1.2	Estado del Arte	2
1.2.1	La energía fotovoltaica en el mundo	2
1.2.2	La energía fotovoltaica en España	5
1.2.3	La energía fotovoltaica en el sector industrial español	7
1.2.4	Dimensionado de instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento en el sector industrial	8
1.3	Objetivos	11
1.4	Estructura de la memoria	11

1.1. Motivación

En la última década, la energía fotovoltaica se ha convertido en una de las tecnologías más prometedoras en la transición hacia un modelo energético más sostenible. La reducción progresiva de los costes de los módulos solares y las mejoras en las tecnologías de almacenamiento han incrementado la rentabilidad de este tipo de instalaciones. Sin embargo, este aumento ha ocasionado nuevas demandas en ámbitos de optimización y dimensionamiento de las instalaciones, especialmente en los casos que se requieran un suministro energético fiable e ininterrumpido, como es el caso de la industria.

En la economía española, la industria ocupa el segundo lugar en cuanto al consumo final de energía, representando un 25,6 % del total [1]. Debido a su relevancia como gran consumidor, es fundamental llevar a cabo un análisis exhaustivo de las estrategias de dimensionamiento energético. Asimismo, debido a las características propias de la producción industrial, la demanda puede centrarse en horarios nocturnos o en periodos sin generación de energía renovable. Aquí es donde los sistemas de almacenamiento de baterías pueden llegar a desempeñar un papel clave, permitiendo

almacenar el exceso de energía generada durante las horas de baja demanda para hacer uso de ella en momentos de mayor consumo.

Por todo ello, este trabajo busca explorar cómo las instalaciones fotovoltaicas pueden adaptarse y dimensionarse eficazmente para satisfacer los distintos perfiles de consumo industrial. El objetivo final es proporcionar soluciones y herramientas prácticas que permitan optimizar las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento para satisfacer las necesidades específicas de cada industria estudiada.

1.2. Estado del Arte

Esta sección proporciona un estudio del estado del arte en el campo de la energía fotovoltaica. Conocer el estado actual de esta tecnología resulta esencial para identificar las oportunidades con las que cuenta y los desafíos que enfrenta. A partir de este análisis, se busca avanzar en la investigación para mejorar el dimensionado y eficiencia de las instalaciones, adaptándolas a la necesidades energéticas del sector industrial¹.

1.2.1. La energía fotovoltaica en el mundo

En 2023, la energía fotovoltaica se consolidó como la tecnología con mayor crecimiento a nivel mundial, superando tanto a las fuentes renovables como a las fósiles. Se instalaron 446 GW de nueva capacidad fotovoltaica, lo que supone un incremento del 85 % en comparación con el 2022 y el 75 % de la nueva capacidad renovable a nivel global.

Teniendo en cuenta todas las energías renovables a nivel mundial, la energía fotovoltaica representó en 2023 el 37 % de la capacidad de generación renovable, situándose como primera fuente, seguida de la energía hidráulica, tal y como se representa en la Figura 1.1.

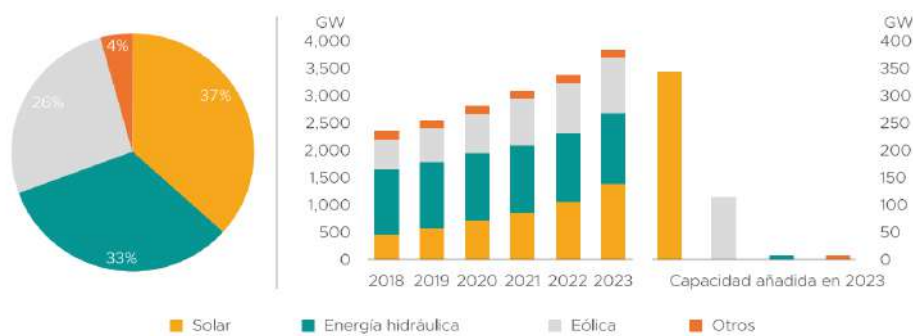


Figura 1.1: Potencia instalada y crecimiento en 2023 por fuente de energía renovable [2].

¹Los datos proporcionados en este apartado han sido obtenidos del informe de 2023 de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) [2]

A nivel regional, el bloque Asia-Pacífico ocupa el primer lugar con casi el 60 % de la capacidad instalada, siendo China el país líder a nivel mundial. En segunda posición se encuentra Europa con un 19 %, impulsada por Alemania, España e Italia. Por último, América aglutina el 15 % de la potencia total instalada. La evolución de la potencia fotovoltaica instalada se puede observar en la Figura 1.2.

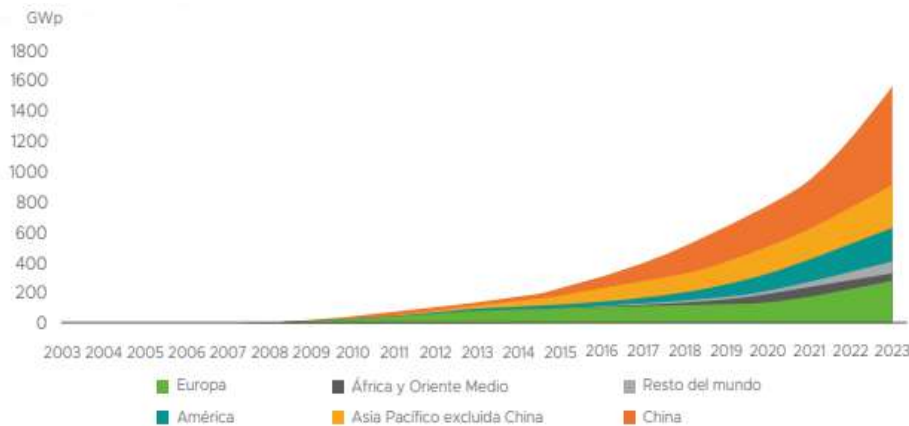


Figura 1.2: Evolución de la potencia fotovoltaica instalada por regiones [2].

El gran incremento de las instalaciones fotovoltaicas se atribuye, en gran medida, a la reducción de los precios de los módulos gracias al desarrollo tecnológico. El precio del Wp ha pasado a ser de unos 0,45 U\$D en 2019 a unos 0,20 U\$D en 2023, lo que supone una bajada de más del 50 %. Se espera que en los años venideros siga descendiendo el precio hasta un valor aproximado de 0,14 U\$D en 2028. La evolución del precio de los módulos, así como la capacidad media empleada de fabricación, se presentan en la Figura 1.3.

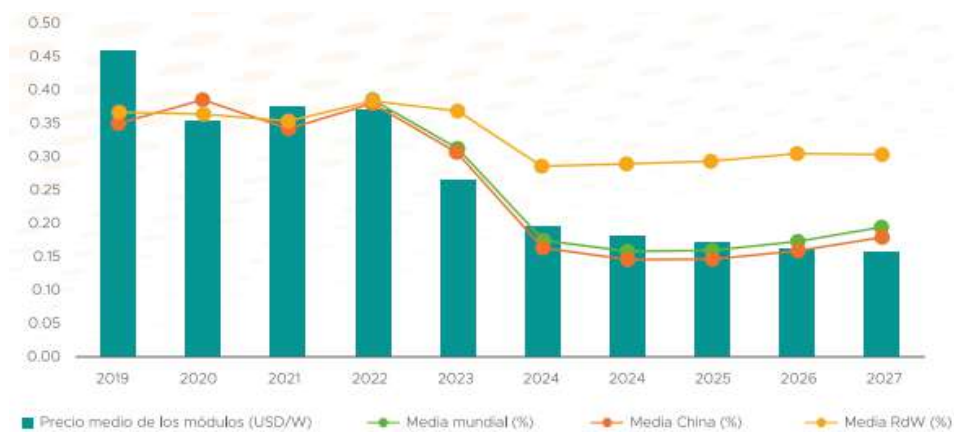


Figura 1.3: Precio medio de los módulos fotovoltaicos [2].

Lo mismo ocurre con las baterías, en particular con las de ion-litio, que son las más utilizadas en los sistemas fotovoltaicos, debido a su alta eficiencia, larga vida útil y capacidad de almacenamiento energético. Su precio ha disminuido considerablemente, pasando de 780 U\$D/kWh en 2013 a 139 U\$D/kWh en 2024. Esta reducción

ha hecho estos sistemas más rentables, lo que ha contribuido al aumento de instalaciones de almacenamiento de energía. La evolución del precio de las baterías de ion-litio en la última década se muestra en la Figura 1.4.

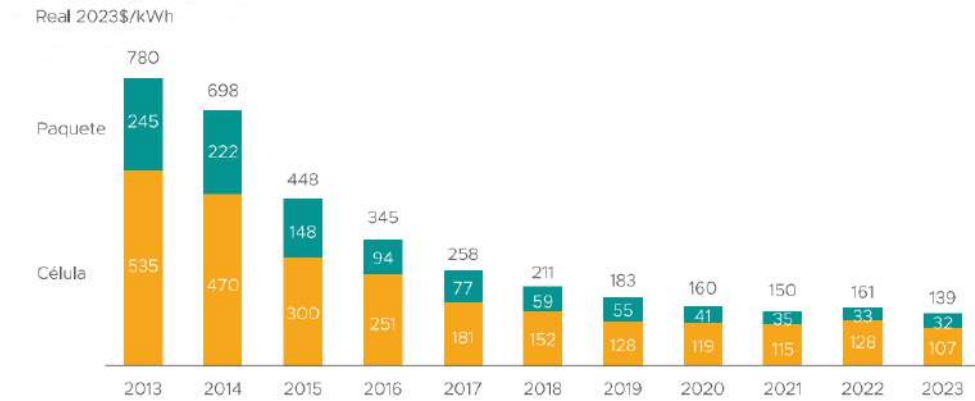


Figura 1.4: Evolución de los precios de las baterías de ion Litio [2].

A nivel europeo, se instalaron 10 GWh de capacidad de almacenamiento en 2023, más del doble de los 4,5 GWh instalados en 2022. En la Figura 1.5. se recoge la capacidad acumulada anual a nivel europeo por países y por año, siendo Alemania y Reino Unido las dos naciones con mayor capacidad instalada.

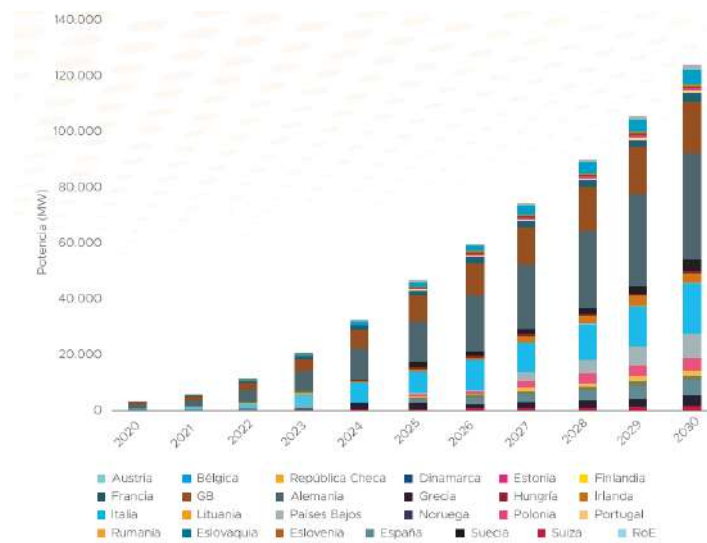


Figura 1.5: Capacidad de almacenamiento acumulada por países [2].

Si la tendencia de crecimiento de la energía fotovoltaica observada en 2023 continúa, se estima que para 2028 el 12% de la energía consumida provendrá de esta fuente renovable, convirtiéndose en la principal fuente de generación en 68 países.

1.2.2. La energía fotovoltaica en España

En España, los niveles de radiación son aptos para la explotación de la energía solar fotovoltaica. En la Figura 1.6, se puede observar un mapa del promedio de irradiación horizontal que incide en el país, donde destacan Andalucía y Canarias como las regiones con los mayores niveles de la nación.



Figura 1.6: Mapa de la irradiación global horizontal en España [3].

La elevada radiación recibida, junto con el desarrollo tecnológico y la bajada de precios, han propiciado que la energía fotovoltaica sea la tecnología renovable con mayor crecimiento en el país de los últimos años, alcanzando a finales de 2023 una cifra de 6.955 MW instalados. En cuanto al mix energético, su contribución ha pasado del 3% en 2014 al 14% en 2023, tal y como se ilustra en la Figura 1.7.

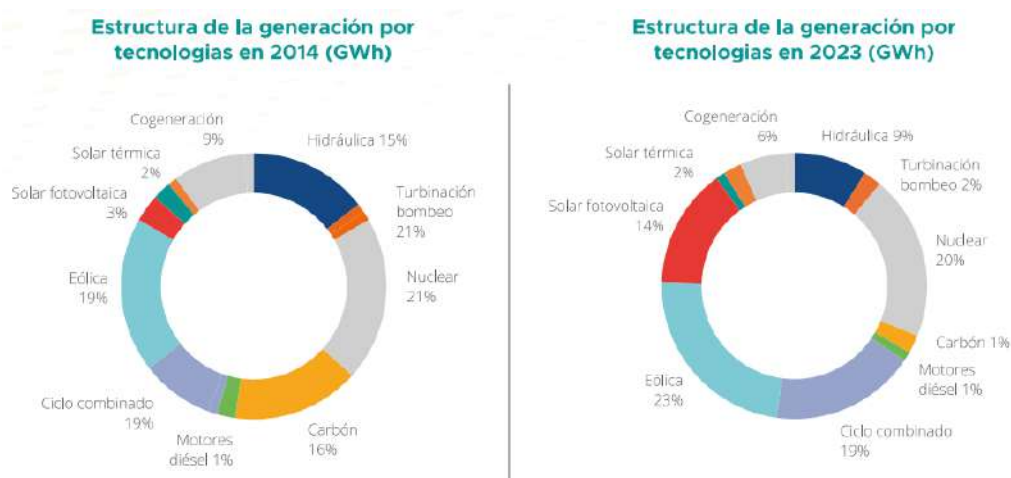


Figura 1.7: Mix energético en España en 2014 y en 2023 (GWh) [2].

En el año 2023, se instalaron 1.706 MW de energía fotovoltaica, lo que supone una reducción de 32 % respecto a 2022. En la Figura 1.8, se muestra la potencia instalada por año en España anualmente en el periodo comprendido entre 2014 y 2023.

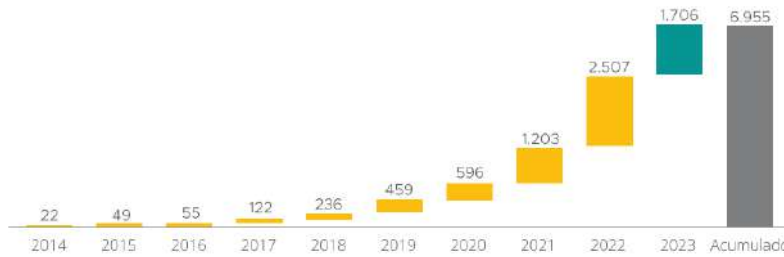


Figura 1.8: Potencia instalada (MW) en España anualmente [2].

En lo que respecta al almacenamiento, en 2023 se instalaron 495 MWh, alcanzando un total acumulado de 1.878 MWh en España, lo que supone un descenso del 64 % en comparación con el 2022, tal y como se puede apreciar en la Figura 1.9.

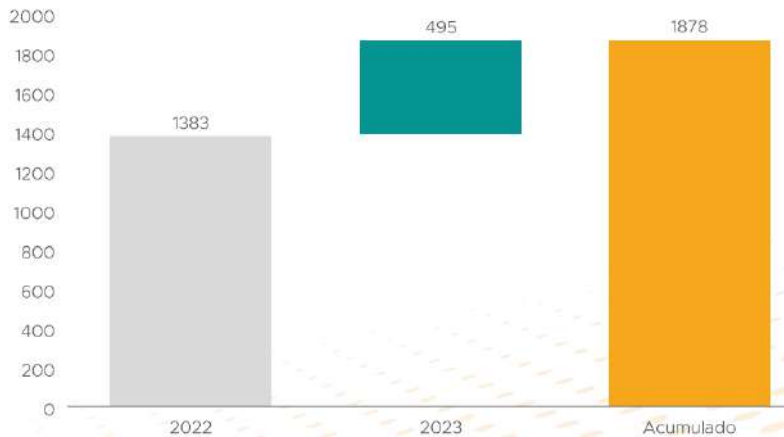


Figura 1.9: Potencia instalada (MW) en España anualmente [2].

La disminución en las instalaciones fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento en España en 2023, en comparación con el 2022, se debe a varios factores. En primer lugar, la bajada de precios de la energía ha reducido la rentabilidad que ofrecían estos sistemas cuando los costes energéticos eran más altos. Además, el fin de las ayudas procedentes de los Fondos Next-Generation ha acabado con uno de los principales apoyos económicos con los que contaba el sector. Estos factores combinados han provocado un descenso en las nuevas instalaciones, tanto fotovoltaicas como de almacenamiento.

Para fomentar el aumento del almacenamiento de la energía, hay iniciativas como la "*Primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético que se hibriden con instalaciones de generación de energía a partir de fuentes renovables*", dentro del PERTE ERAH [4]. Estos proyectos buscan impulsar el desarrollo de esta tecnología y el aumento de la capacidad instalada.

Además del plan anterior, se ha actualizado el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) 2021-2030, publicado en el BOE del 9 de septiembre de 2024 [5]. En él, tal y como se detalla en la Tabla 1.1, se aumenta la previsión de instalación solar fotovoltaica de 39 GW (plan antiguo) a 76 GW (plan nuevo), mientras que la de almacenamiento crece de 20 GW a 22,5 GW. Este cambio refleja el compromiso del país con las energías renovables y pronostica un gran aumento, en los próximos años, tanto en instalaciones fotovoltaicas como en sistemas de almacenamiento.

Tabla 1.1: Comparativa de la estimación de objetivos por tipo de tecnología entre el PNIEC 2021-2030 y el PNIEC actualizado [5].

		Resultados orientativos en 2030	
		PNIEC 2021-2030	PNIEC 2023-2030 actualizado
Desglose orientativo por tecnología.	Eólica, incluida offshore.	50 GW Offshore: 1-3 GW	62 GW Offshore: 3 GW
	Solar fotovoltaica, incluido autoconsumo.	39 GW (Autoconsumo: 9-14 GW)*	76 GW (Autoconsumo 19 GW)
	Solar termoeléctrica.	7 GW	4,8 GW
	Hidráulica.	16 GW	14,5 GW
	Hidrógeno renovable.	4 GW electrolizadores**	12 GW electrolizadores
	Biogás.	10,41 TWh	20 TWh
	Almacenamiento.	20 GW	22,5 GW

1.2.3. La energía fotovoltaica en el sector industrial español

En 2023, el sector industrial fue el que registró la mayor instalación de potencia fotovoltaica, representando el 63% del total, como se muestra en la Figura 1.10. Del mismo modo, el 47% de la capacidad de almacenamiento instalada ese año correspondió al sector industrial, según se observa en la Figura 1.11.

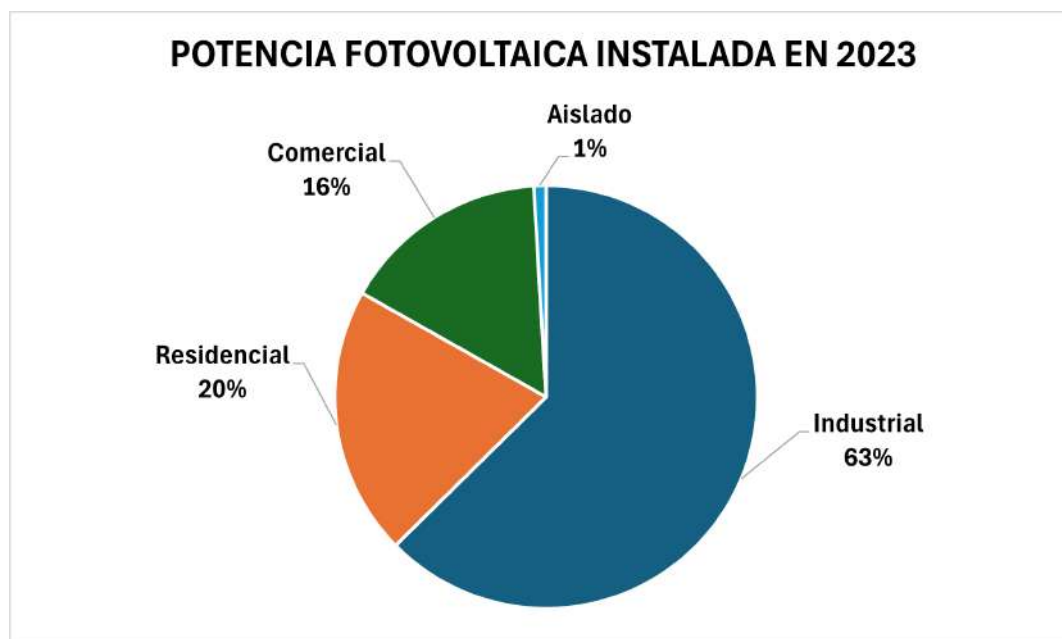


Figura 1.10: Potencia fotovoltaica instalada en España por sector en 2023 [2].

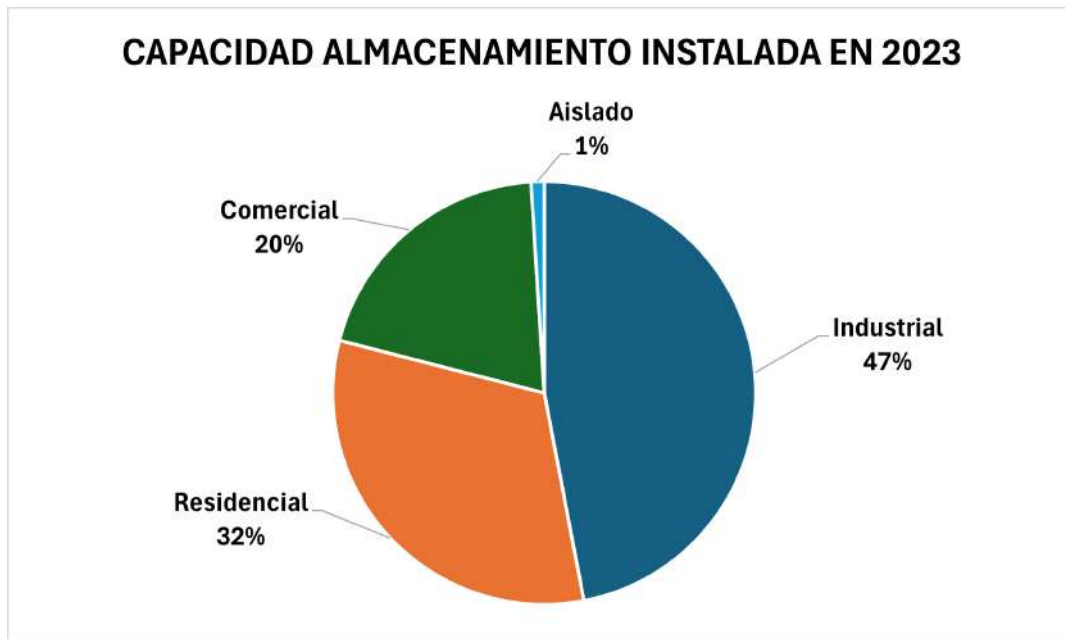


Figura 1.11: Capacidad de almacenamiento instalada en España por sector en 2023 [2].

A pesar del descenso de las instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento en 2023 con respecto a 2022, el porcentaje de las instalaciones llevadas a cabo en la industria hace evidente el papel fundamental de dichos sistemas en la transición energética del país. Este avance refuerza la competitividad del sector industrial para enfrentar los desafíos ambientales futuros.

1.2.4. Dimensionado de instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento en el sector industrial

El dimensionado de instalaciones fotovoltaicas y de sistemas de almacenamiento energético en el sector industrial supone un desafío debido a la gran variabilidad en los perfiles de consumo y a las características operativas de cada industria. A diferencia del sector residencial, donde los patrones de consumo suelen ser homogéneos y predecibles, en el ámbito industrial las demandas energéticas dependen de múltiples factores, tales como el tipo de actividad, los horarios de funcionamiento, la estacionalidad de la producción o la presencia de varios turnos de trabajo. Esta diversidad implica que tanto el consumo total como las horas en las que se produce puede variar significativamente de una industria a otra, dificultando poder generalizar resultados de dimensionado.

Además, los sistemas de almacenamiento energético, tales como las baterías, añaden otro nivel de complejidad al dimensionado de las instalaciones. Para estos sistemas, es esencial determinar cuándo y cómo almacenar los excedentes de energía generados por la instalación fotovoltaica. El análisis debe tener en cuenta tanto la curva de generación como la de demanda, con el fin de determinar la capacidad de batería que mejor se adapte a las necesidades específicas de cada industria.

Un problema recurrente en el análisis de instalaciones fotovoltaicas en la industria es la falta de acceso a datos reales de consumo. Esta información es considerada confidencial, por lo que muchas investigaciones son llevadas a cabo con perfiles sintéticos o aproximaciones que no siempre reproducen fielmente las condiciones reales de operaciones de las industrias. Como señala el estudio ELMAS [6], la falta de acceso a consumos industriales es uno de los principales obstáculos para la realización de estudios en el sector industrial, en comparación con el sector residencial, donde los perfiles de consumo son mucho más accesibles y están más estandarizados.

Esta situación también se observa en la bibliografía académica. Se ha realizado una búsqueda en la base de artículos Scopus [7], encontrándose 317 estudios de fotovoltaica residencial, en contraste con los 35 estudios centrados en aplicaciones fotovoltaicas en industrias, tal y como se muestran en la Figura 1.12. Esta diferencia pone de manifiesto la escasez de investigación en el ámbito de la fotovoltaica industrial, debido sobre todo a la falta de datos reales sobre consumos y perfiles de carga.

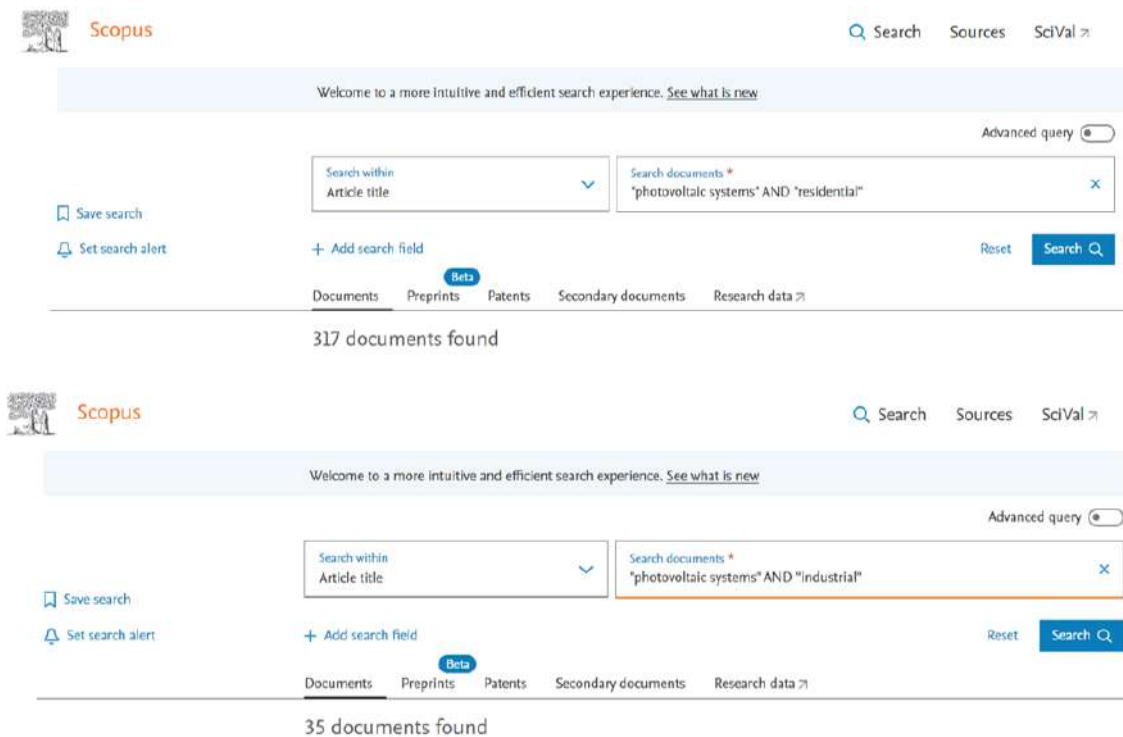


Figura 1.12: Resultados obtenidos de la búsqueda de artículos de fotovoltaica residencial e industrial [7].

En cuanto al uso de herramientas y software para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas y almacenamiento, existen diversos programas, como HOMER [8], PVsyst [9] y SAM (System Advisor Model) [10], que permiten simular distintos escenarios de generación y consumo energético, ayudando a determinar la configuración óptima para cada perfil de consumo. Estas herramientas ofrecen la posibilidad tanto de generar curvas sintéticas como de introducir datos de consumo reales. Además, estos programas incluyen perfiles predefinidos que están orientados principalmente

al sector residencial o terciario (como hospitales, escuelas, hoteles, etc.).

En la Figura 1.13, se muestran dos gráficas que presentan perfiles de carga para una semana típica de una escuela (izquierda) y de un hotel (derecha), obtenidos de la base de datos del programa de cálculo SAM. Ambas curvas tienen una distribución similar, con una mayor demanda durante el día, que disminuye durante la noche y los fines de semana. En la Figura 1.14, se recogen ejemplos de perfiles de carga industriales, donde se evidencia la variabilidad de los patrones de consumo en comparación con los que tienen los sectores residencial o terciario, con demanda tanto de día como de noche. Se deduce de esta comparación que los perfiles estándar no reflejan la complejidad del sector industrial.

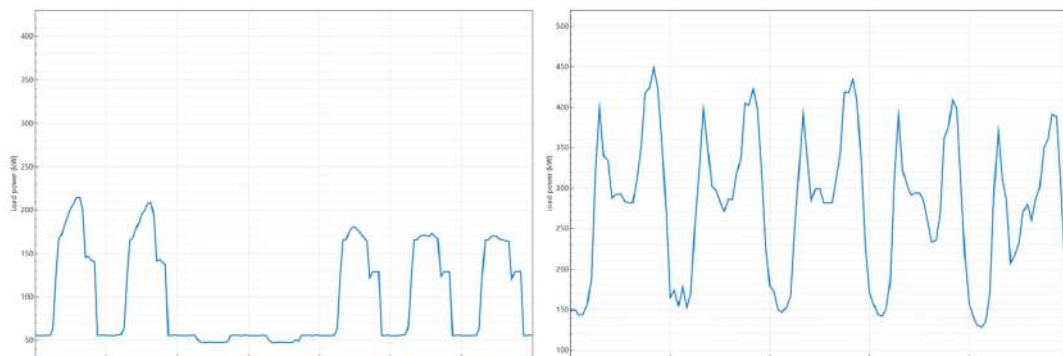


Figura 1.13: Curvas tipo de una escuela (izquierda) y de un hotel (derecha) [10].

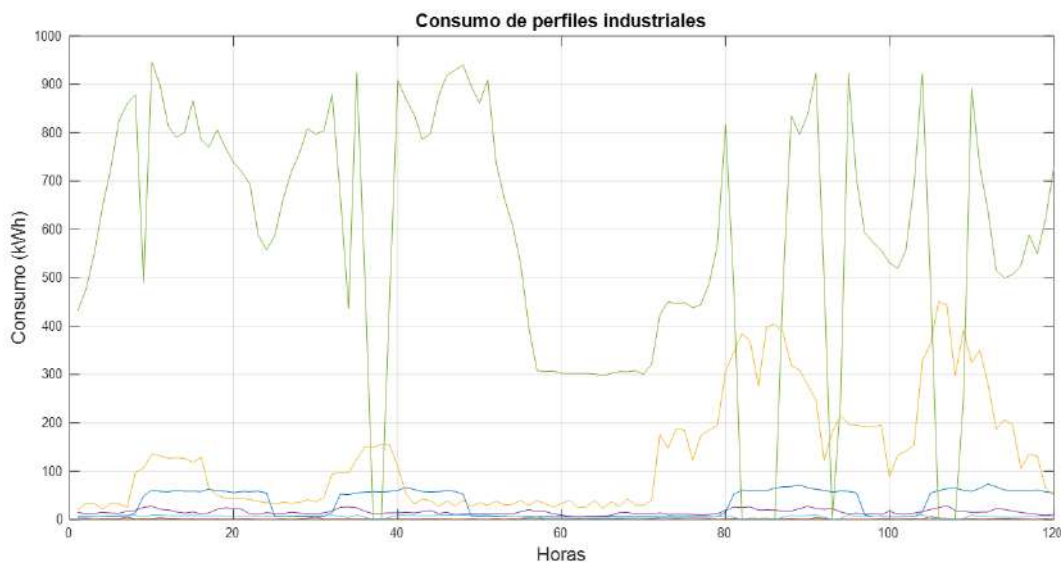


Figura 1.14: Ejemplo de curvas de consumo industrial [6]

1.3. Objetivos

El presente trabajo tiene como objetivo el análisis de diversos perfiles de carga de varios sectores productivos dentro del ámbito industrial, obtenidos a partir de fuentes contrastadas y considerando diferentes ubicaciones geográficas. Esta evaluación permitirá identificar con mayor precisión las características, demandas y variaciones de cada perfil, proporcionando un conocimiento detallado del comportamiento y de las necesidades energéticas de cada uno de ellos.

Una vez recabada y evaluada la información referente a los perfiles de carga, se procederá al desarrollo de un modelo para el estudio y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos con y sin almacenamiento para cada uno de los perfiles de consumo de los que se dispone. Esta herramienta permitirá identificar las potencias y capacidades óptimas para cada instalación, garantizando así la máxima eficiencia energética y rentabilidad económica en función de los patrones de demanda y consumo de cada industria. Para ello, se utilizarán parámetros económicos (VAN: *Valor Actual Neto*, TIR: *Tasa Interna de Retorno*, LCOE: *Levelized Cost of Energy*, Payback...) y energéticos (índice de autoconsumo, índice de autosuficiencia...) que permitirán evaluar el rendimiento y la viabilidad financiera de las soluciones propuestas.

1.4. Estructura de la memoria

El trabajo está compuesto de siete capítulos, organizados de la siguiente manera:

1. **Introducción:** Se presenta un breve resumen sobre el contenido de la memoria. Además, se detalla la motivación que ha impulsado la realización del estudio, el estado del arte actual en el campo de las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento y los objetivos del trabajo.
2. **Análisis de perfiles de carga empleados en el estudio:** Se realiza un estudio detallado analizando las fuentes de donde se han obtenido los datos de consumo empleados, así como un breve análisis del comportamiento energético de los perfiles. Además, se describe el proceso que se seguirá para el tratamiento de las curvas a lo largo del estudio.
3. **Modalidad de autoconsumo y esquema de conexión:** Se lleva a cabo un análisis de las distintas modalidades de autoconsumo existente, incluyendo la normativa aplicable a cada una y los esquemas de conexión disponibles, determinando cuáles son más adecuados para las instalaciones estudiadas.
4. **Indicadores energéticos y económicos:** En este apartado se desarrolla una breve descripción de los indicadores energéticos y económicos que se van a emplear para llevar a cabo el estudio de las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento para consumos industriales.

5. **Estrategia de modelado:** Se analizan todos los datos que se utilizarán en el modelado (precios, datos climáticos, modelos de baterías y de módulos fotovoltaicos, etc.), así como el software desarrollado con el programa Matlab para llevar a cabo el estudio previsto.
6. **Resultados obtenidos:** Se muestran los resultados obtenidos para los diferentes casos de estudio planteados, junto con herramientas para el predimensionado de instalaciones fotovoltaicas para industrias, tanto con como sin almacenamiento.
7. **Conclusiones y líneas futuras:** Finalmente, se dedica un último apartado para exponer las conclusiones y líneas futuras derivadas del análisis de los resultados conseguidos previamente.

Capítulo 2

Análisis de Curvas de Carga para Perfiles Industriales

Contenido

2.1 Fuentes de datos utilizadas para la obtención de curvas de consumo industrial	13
2.1.1 Curvas de carga ELMAS (Francia)	14
2.1.2 Curvas de carga DemandRegio (Alemania)	15
2.1.3 Curvas de carga Zenodo (Alemania)	16
2.2 Análisis de las curvas de carga	16
2.2.1 Método para la clasificación de los perfiles	16
2.2.2 Resultados obtenidos	21
2.2.3 Consumos industriales en diferentes localizaciones geográficas	25
2.3 Tratamiento de las curvas de carga industriales para su uso en el estudio	26
2.3.1 Normalización y estandarización de las curvas de carga . .	26
2.3.2 Determinación de la potencia pico de referencia	27

2.1. Fuentes de datos utilizadas para la obtención de curvas de consumo industrial

Para analizar las instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento en el sector industrial, es necesario contar con varios perfiles de carga que permitan estudiar múltiples combinaciones de potencias y capacidades, con el fin de determinar la opción óptima. En España, el acceso a curvas reales de consumo en el sector industrial resulta complejo debido a la falta de disponibilidad de dichos datos de forma pública. La plataforma DATADIS (Datos Distribuidos del Sector Eléctrico) [11] proporciona

el acceso a la información energética de cada consumidor de forma segura. No obstante, el contenido sobre el consumo industrial es de carácter privado y solo accesible por los titulares de las instalaciones, lo cual limita su uso en estudios académicos o técnicos cuando no se tiene acceso a ella.

Debido a estas restricciones, no se han podido obtener perfiles reales de demanda de empresas españolas. En su lugar, se emplearán curvas de consumo de estudios realizados en otros países y de repositorios. Estas fuentes permitirán contar con una base de datos amplia para llevar a cabo el análisis que se pretende realizar en el presente trabajo.

Otra alternativa para obtener perfiles de consumo es usar datos sintéticos generados mediante algoritmos que imiten el comportamiento de los sistemas industriales reales. Estos modelos replican patrones de consumo reales, aunque con ciertas limitaciones para poder reproducir con precisión el comportamiento energético de cada sector industrial. Además, sería posible colaborar directamente con empresas que proporcionasen sus curvas de demanda, aunque este enfoque requeriría acuerdos con las compañías y la gestión de aspectos relacionados con la confidencialidad.

2.1.1. Curvas de carga ELMAS (Francia)

Este conjunto de datos contiene 18 perfiles de carga horarios que representan los principales sectores industriales y terciarios en Francia en el año 2018. El dataset, denominado ELMAS [6], proviene de un total de 55.730 curvas de consumo, inicialmente clasificadas en 424 sectores diferentes y en tres niveles de potencia contratada. El clúster de datos resultante sigue la clasificación NACE (Clasificación Estadística de Actividades Económicas en la Comunidad Europea).

Para garantizar la privacidad y la protección de datos de los usuarios, las series temporales se promediaron según la clasificación NACE y el nivel de capacidad contratada. Posteriormente, se empleó un algoritmo para agrupar los sectores con un comportamiento energético similar en 18 clústeres. Para mejorar los perfiles obtenidos, se emplearon datos de demanda anual de 2019 cedidos por Enedis (empresa francesa especializada en la distribución de electricidad), lo cual permitió elaborar series temporales más precisas y completas.

De los 18 clústeres resultantes, se han desechado aquellos que se corresponden a sectores comerciales, empleando los que son del sector industrial. A continuación se enumeran los seleccionados:

- **Clúster 1:** Productos de manufacturación (plásticos, farmacéuticas...).
- **Clúster 6:** Agricultura, industria ganadera y transporte de cultivos.
- **Clúster 10:** Industria de la comida.
- **Clúster 11:** Industria del vino.
- **Clúster 14:** Industria del pan.

2.1.2. Curvas de carga DemandRegio (Alemania)

Este estudio presenta perfiles de carga eléctrica para 32 subsectores industriales y comerciales en Alemania, desarrollados dentro del proyecto DemandRegio [12]. Estas curvas provienen del análisis de más de 1.100 perfiles de consumo medidos utilizando métodos de regresión múltiple. El objetivo de este estudio consistía en sustituir los perfiles de carga estándar (SLP) desactualizados y mejorar la precisión en la predicción de la demanda eléctrica, permitiendo conocer en más detalle el comportamiento energético de los diferentes sectores industriales y comerciales del país.

Los perfiles de carga específicos (BLP) permiten reducir las diferencias entre la demanda prevista y la real que se observan empleando los perfiles estándar (STD). Las curvas estándar surgieron como resultado del análisis de 1.209 perfiles de carga de consumidores de electricidad de baja tensión en Alemania, con datos del año 1.999. Estos perfiles se encuentran desactualizados, tal y como señalan los resultados obtenidos al compararlos con el consumo real.

El uso de los perfiles BLP en herramientas de modelización mejoró de forma significativa la precisión de los modelos en comparación con el uso de los perfiles estándar. Una ventaja significativa de estas curvas es su uso en toda Alemania, lo que los convierte en una herramienta excepcionalmente versátil. Esta característica permite ajustar con precisión los modelos de demanda a nivel local y optimizar la gestión energética en el país.

De los 32 perfiles que surgieron de este estudio, únicamente se van a emplear aquellos que se corresponden al sector industrial. A continuación, se enumeran los seleccionados:

- **WZ10:** Fabricación de productos alimenticios.
- **WZ11:** Fabricación de bebidas.
- **WZ12:** Industria del tabaco.
- **WZ22:** Fabricación de productos de goma y plásticos.
- **WZ26:** Manufactura de ordenadores y electrónica.
- **WZ28:** Producción de maquinaria.
- **WZ29:** Industria automovilística.
- **WZ32:** Otras industrias de producción.
- **WZ37:** Recolección y tratamiento de aguas de alcantarillado y de desecho.
- **WZ38:** Recolección, tratamiento y eliminación de residuos.

2.1.3. Curvas de carga Zenodo (Alemania)

Este conjunto de datos presentan los perfiles de carga eléctrica de 50 pequeñas y medianas compañías industriales en Alemania, ofreciendo una visión del consumo eléctrico en el sector industrial alemán. Los datos se registra de forma cuartohoraria, con la carga expresada en kW como un promedio de cada muestreo realizado sobre cada intervalo de 15 minutos a lo largo de un año. La información se divide en dos partes: perfiles de 20 compañías para el año 2016 y perfiles de 30 empresas diferentes para el año 2017. Es importante recalcar que las industrias registradas en un año no se repiten en el siguiente, lo que proporciona una muestra más amplia y diversa del sector [13].

Estos perfiles de carga han sido empleados en varias publicaciones académicas de relevancia, tratando temas como el análisis económico de almacenamiento de baterías, el cálculo de factores de emisión de la red eléctrica y la participación de las industrias en el mercado eléctrico. La variedad de los estudios que han usado de base los datos del repositorio Zenodo demuestran su versatilidad y su riqueza.

Es importante recalcar que en este conjunto de datos no se proporciona información sobre a qué industria pertenece cada perfil de carga. Esta ausencia de identificación impide asociar los perfiles individuales con industrias concretas. No obstante, el estudio del presente TFM se centrará en el comportamiento energético y los patrones de consumo observados, en lugar de enfocarse en la actividad específica del sector.

2.2. Análisis de las curvas de carga

2.2.1. Método para la clasificación de los perfiles

En este apartado, se realiza un estudio del comportamiento de los perfiles que se van a emplear en este TFM. Como se mencionó previamente, el enfoque del análisis estará en el consumo energético y en la forma de las curvas de carga. El orden en el que se han agrupado los perfiles es el siguiente:

1. Curvas ELMAS.
2. Curvas DemandRagio.
3. Curvas Zenodo 2016.
4. Curvas Zenodo 2017.

Las curvas se identificarán únicamente por número, sin considerar el subsector al que pertenecen, ya que todas pertenecen al sector industrial. Dado que los datos originales están expresados en kilovatios, los niveles de consumo son muy dispares, lo que impide una comparación directa entre ellas. Por lo tanto, es necesario establecer

un escenario común que permita comparar las curvas y clasificar su comportamiento energético.

Se empleará el **método Z-Score** o normalización Z [14]. Este método estadístico transforma los datos de una curva de carga en una distribución con media 0 y desviación estándar 1, lo que facilita la comparación de los perfiles. Para determinar su valor, se calcula la media (μ) y la desviación estándar (σ) de la curva, y luego aplicar la fórmula de la Ecuación 2.1.

$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma} \quad (2.1)$$

donde X representan los valores de consumo de los perfiles.

Los resultados de esta normalización son curvas unitarias que conservan su comportamiento original, pero sin las diferencias de magnitud que podrían existir entre las diferentes curvas de demanda. Según el valor de Z que la curva adopte, se pueden dar las siguientes situaciones:

- **$Z = 0$** : El valor coincide exactamente con la media de la distribución.
- **$Z > 0$** : El valor está por encima de la media.
- **$Z < 0$** : El valor está por debajo de la media.
- **$Z < -1$ o $Z > 1$** : El valor está por encima o por debajo de la desviación estándar.
- **$Z > 2$** : El valor está más de dos desviaciones estándar por encima de la media, lo que puede representar consumos pico.

Además, para poder clasificarlas, se han definido seis perfiles tipo sintéticos que han sido diseñados de manera que sean complementarios y representen de forma resumida la gran variedad de curvas de las que se dispone. Dichos perfiles se describen a continuación:

- **Perfil Constante**: Consumo constante durante todo el día.
- **Perfil Día**: Consumo predominante durante las horas diurnas, sin actividad durante la noche (de 8:00 a 21:00).
- **Perfil Día Descendente**: Consumo mayor durante las horas de mañana (de 8:00 a 14:00), descendiendo por la tarde (de 15:00 a 21:00) a la mitad de la demanda matutina.
- **Perfil Mañana**: Consumo únicamente en las horas de la mañana (de 8:00 a 14:00).
- **Perfil Tarde**: Consumo principal en las horas de la tarde (de 15:00 a 21:00).
- **Perfil Noche**: Consumo concentrado en las horas nocturnas (de 22:00 a 7:00).

En la Figura 2.1 se muestran los perfiles tipo unitarios empleados para la clasificación de las curvas de consumo.

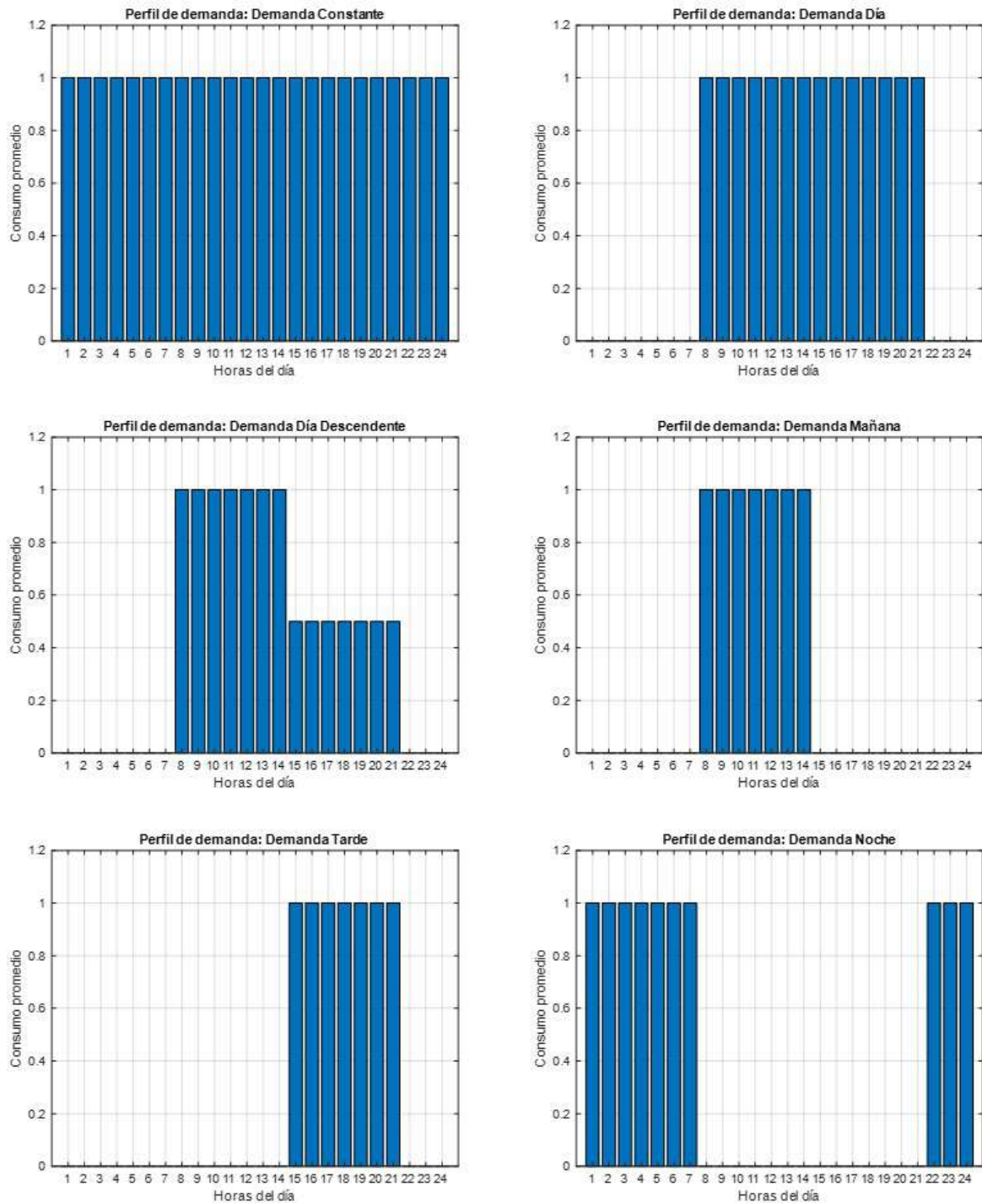


Figura 2.1: Perfiles de demanda tipo para el análisis de las curvas de consumo

Una vez definidos los perfiles que se van a utilizar, es necesario establecer los criterios numéricos para clasificarlos. A continuación, se detalla el procedimiento:

1. Cálculo del perfil diario promedio

Se genera el perfil completo anual utilizando el método descrito anteriormente (Z-Score). A partir de este, se obtiene el perfil de consumo medio diario de cada una de las industrias, que sirve como base para clasificarlas según sus patrones de consumo.

Se determinan los consumos promedios correspondientes a cada uno de los periodos en los que se ha dividido el día (mañana, tarde y noche). Estos valores son fundamentales para categorizar las industrias.

2. Clasificación de las curvas de consumo

Con los perfiles diarios promedio, cada industria se clasifica siguiendo un proceso secuencial. Si un perfil no satisface un criterio, se evalúa el siguiente, y así sucesivamente hasta que se cumpla alguno de ellos:

- **Consumo Constante:** La diferencia entre los valores máximo y mínimo es inferior a 0,3.
- **Consumo Noche:** El consumo promedio durante la noche es mayor que durante la tarde y la mañana.
- **Consumo Día:** La diferencia entre los promedios de consumo de mañana y tarde es menor a 0,25.
- **Consumo Día Descendente:** La diferencia entre los promedios de consumo de mañana y tarde es menor a 0,6.
- **Consumo Tarde:** El promedio de consumo por la tarde es mayor que por la mañana, con una diferencia mínima de 0,6.
- **Consumo Mañana:** El promedio de consumo por la mañana es mayor que por la tarde, con una diferencia mínima de 0,6.

Para clarificar los criterios de clasificación de los perfiles de consumo, se presenta en la Figura 2.2 un diagrama de flujo que ilustra la lógica empleada en el proceso:

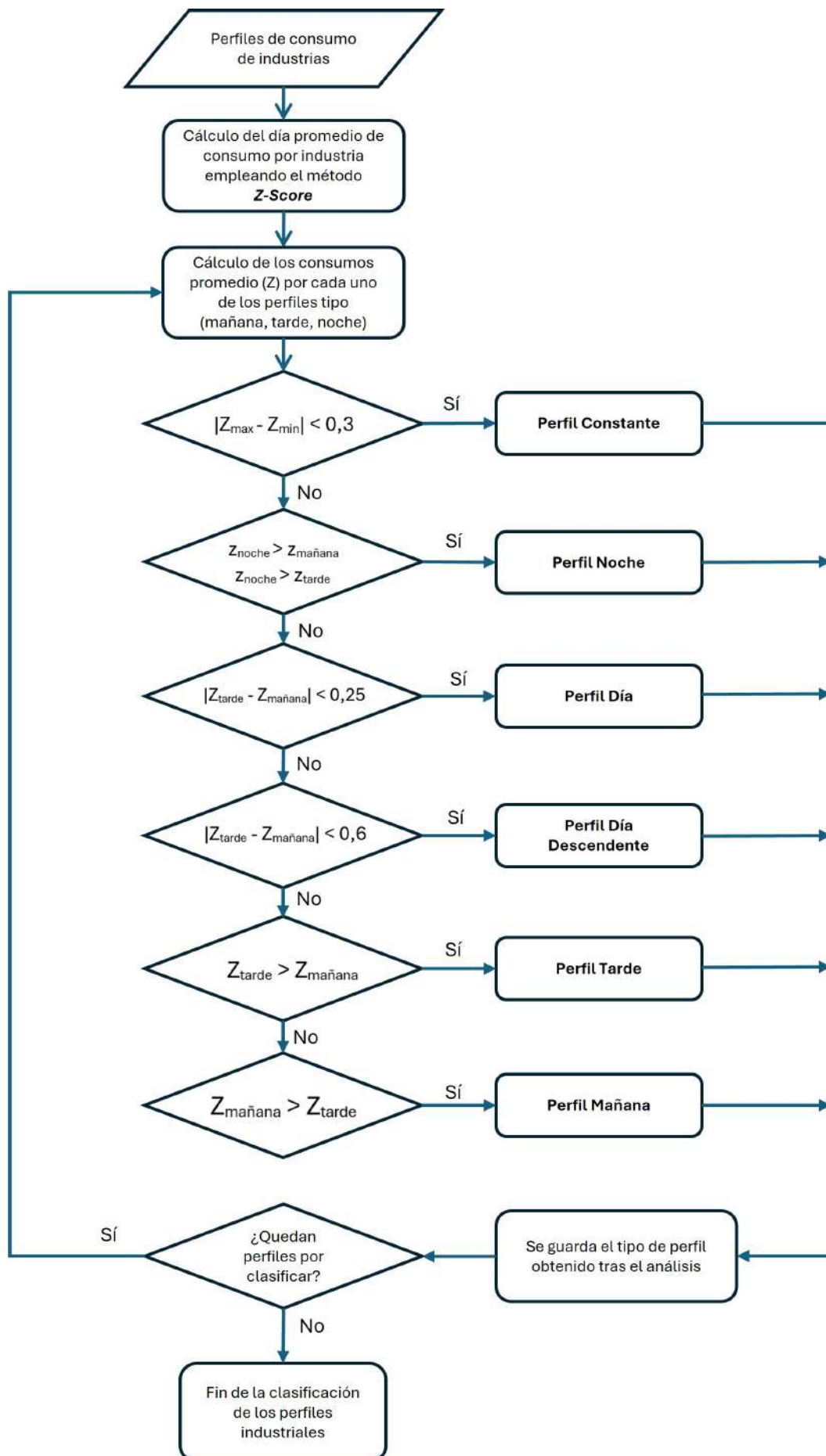


Figura 2.2: Diagrama de flujo con la lógica empleada para la clasificación de las industrias

2.2.2. Resultados obtenidos

En este apartado se presentan los resultados obtenidos sobre el análisis del comportamiento de las curvas de energía, tanto de forma diaria como estacional. Dado que en total hay en total 65 perfiles, se han agrupado de 5 en 5 y se han recogido todas en el *Anexo I*. Aquí se muestran algunas gráficas de las curvas que tienen patrones de demanda diferentes, así como una tabla que recoge la clasificación obtenida para cada una de las industrias.

En primer lugar, la Figura 2.3 muestra la media diaria de las industrias 1, 2 y 9. La industria 1 presenta un mayor consumo durante las horas de la mañana, con un descenso en la tarde y alcanzando su valor mínimo por la noche. Por otro lado, la industria 2 muestra un descenso en el consumo durante la noche y un aumento durante las horas del día, con caídas leves del consumo durante el mediodía que coinciden con los cambios de turno y los descansos. Muchos de los perfiles de carga empleados siguen un patrón similar al de esta industria. Finalmente, la industria 9 tiene la mayor parte de la demanda concentrada en las horas de mañana.

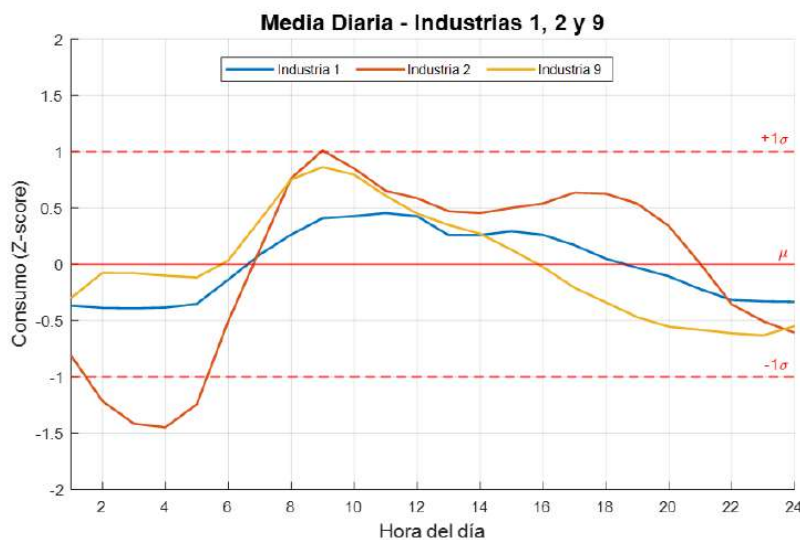


Figura 2.3: Curvas de demanda media diaria de las industrias 1, 2 y 9

En segundo lugar, la Figura 2.4 contiene las medias diarias de los consumos de los perfiles 14, 17 y 19. En este caso, el perfil 14 tiene un aumento del consumo que comienza en su punto más bajo a las 8 h de la mañana y alcanza su máximo alrededor de las 22 h. Por otro lado, la industria 17 muestra un patrón de demanda opuesto al de la industria 2, con un mayor consumo durante la noche y un menor consumo durante el día. Este tipo de perfiles será muy útil para el estudio sobre cómo afecta la implementación de baterías a instalaciones con poca demanda durante las horas diurnas. Por último, la industria 19 muestra un consumo mucho más estable a lo largo de todo el día, siendo prácticamente constante.

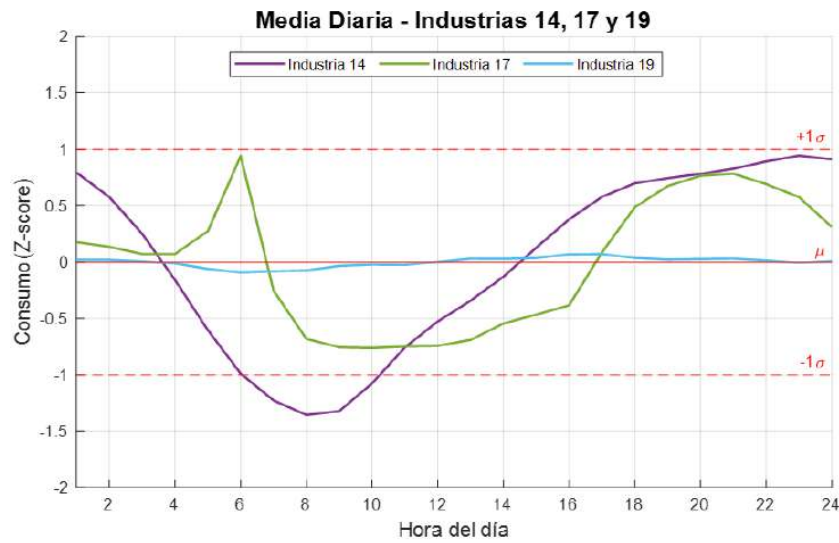


Figura 2.4: Curvas de demanda diaria de las industrias 14, 17 y 19

Asimismo, la Figura 2.5 ilustra la demanda energética media mensual de las industrias 2 y 49. Se puede apreciar como ambas industrias muestran patrones de comportamiento opuesto. La industria 2 presenta un incremento en el consumo energético durante los meses de verano, mientras que la industria 49 registra su pico de demanda en el período invernal.

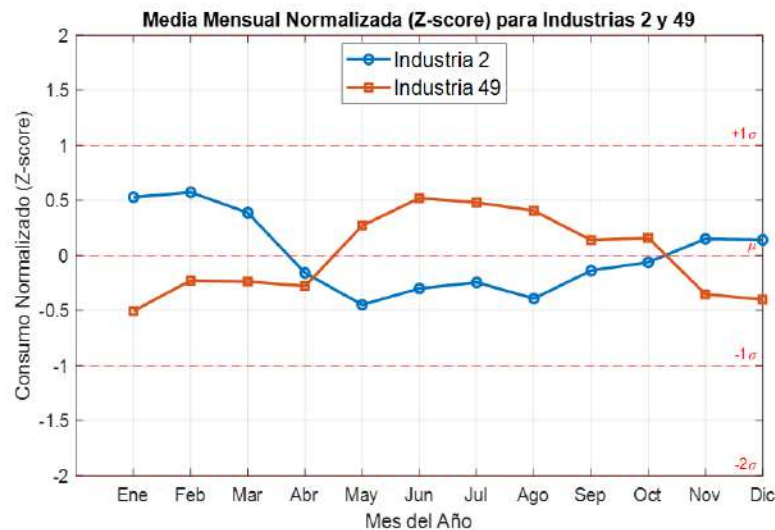


Figura 2.5: Curvas de demanda media mensual de las industrias 2 y 49

Por último, se ha confeccionado la Tabla 2.1 en la que se recogen los resultados obtenidos para cada uno de los perfiles de demanda según su comportamiento diario (constante, diurno, diurno descendente, de mañana, de tarde y nocturno) y según la estación en la que presentan un consumo mayor (invierno, primavera, verano y otoño). Se aprecia una gran variabilidad, lo que permitirá realizar un análisis completo sobre como las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento afectarían al sector industrial.

Tabla 2.1: Clasificación de los perfiles industriales

Número de industria	Tipo de industria	Clasificación consumo diario	Clasificación consumo anual
Industria 1	Manufacturación	Día Descendente	Invierno
Industria 2	Ganadera	Día	Invierno
Industria 3	Producción comida	Día Descendente	Otoño
Industria 4	Producción vino	Día Descendente	Invierno
Industria 5	Producción pan	Día Descendente	Verano
Industria 6	Fabricación alimentos	Día Descendente	Verano
Industria 7	Fabricación bebidas	Día	Verano
Industria 8	Producción tabaco	Día	Verano
Industria 9	Goma y plásticos	Mañana	Verano
Industria 10	Ordenadores y electrónica	Mañana	Verano
Industria 11	Maquinaria	Mañana	Invierno
Industria 12	Automovilística	Día	Invierno
Industria 13	Otras producción	Mañana	Invierno
Industria 14	Aguas de desecho	Tarde	Invierno
Industria 15	Residuos	Mañana	Invierno
Industria 16	-	Mañana	Invierno
Industria 17	-	Noche	Otoño
Industria 18	-	Día Descendente	Invierno
Industria 19	-	Constante	Verano
Industria 20	-	Mañana	Verano
Industria 21	-	Día Descendente	Invierno
Industria 22	-	Mañana	Primavera
Industria 23	-	Constante	Verano
Industria 24	-	Mañana	Otoño
Industria 25	-	Día Descendente	Otoño
Industria 26	-	Noche	Otoño
Industria 27	-	Día	Verano
Industria 28	-	Noche	Verano
Industria 29	-	Día Descendente	Verano
Industria 30	-	Día	Otoño
Industria 31	-	Día	Invierno
Industria 32	-	Mañana	Otoño
Industria 33	-	Día Descendente	Invierno
Industria 34	-	Día Descendente	Invierno
Industria 35	-	Día Descendente	Primavera
Industria 36	-	Tarde	Primavera
Industria 37	-	Día Descendente	Verano
Industria 38	-	Día	Verano
Industria 39	-	Día Descendente	Verano
Industria 40	-	Mañana	Invierno

Número de industria	Tipo de industria	Clasificación consumo diario	Clasificación consumo anual
Industria 41	-	Día Descendente	Verano
Industria 42	-	Tarde	Verano
Industria 43	-	Día Descendente	Invierno
Industria 44	-	Mañana	Invierno
Industria 45	-	Día	Verano
Industria 46	-	Mañana	Invierno
Industria 47	-	Día Descendente	Verano
Industria 48	-	Mañana	Otoño
Industria 49	-	Día Descendente	Verano
Industria 50	-	Mañana	Invierno
Industria 51	-	Mañana	Invierno
Industria 52	-	Mañana	Verano
Industria 53	-	Mañana	Primavera
Industria 54	-	Mañana	Invierno
Industria 55	-	Mañana	Invierno
Industria 56	-	Día Descendente	Verano
Industria 57	-	Mañana	Invierno
Industria 58	-	Mañana	Invierno
Industria 59	-	Día	Verano
Industria 60	-	Día Descendente	Invierno
Industria 61	-	Mañana	Invierno
Industria 62	-	Mañana	Verano
Industria 63	-	Mañana	Verano
Industria 64	-	Mañana	Invierno
Industria 65	-	Día Descendente	Verano

A modo resumen, se recogen en las dos siguientes tablas el número total de curvas en función del perfil de consumo tipo más similar y según la estación con mayor consumo:

Tabla 2.2: Número de curvas en función del perfil de consumo tipo más similar.

Tipo de consumo diario	Número de curvas
Constante	2
Día	10
Día Descendente	21
Mañana	26
Tarde	3
Noche	3

Tabla 2.3: Número de curvas en función de la estación con mayor consumo.

Tipo de consumo anual	Número de curvas
Invierno	27
Primavera	4
Verano	26
Otoño	8

2.2.3. Consumos industriales en diferentes localizaciones geográficas

Como se ha analizado en los apartados anteriores, ante la imposibilidad de encontrar curvas de carga de consumo industrial específicas en España, se han utilizado datos de perfiles de demanda de otros países, concretamente de Alemania y Francia. Estas curvas serán analizadas para diferentes campos fotovoltaicos ubicados en varias localizaciones. Sin embargo, surge la duda de si es posible extrapolar el consumo de otras naciones a España, dado que su demanda se puede ver influenciada por las condiciones climáticas locales.

Para abordar esta cuestión, se ha llevado a cabo un análisis de varios sectores industriales para determinar si su consumo energético está influido por el clima. Para ello, se han empleado datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del año 2022 [15]. En ellos, se clasifican los consumos de los distintos subsectores industriales según la clasificación NACE (industria alimentaria, química, fabricación de papel, cemento, vidrio...) y los divide según la fuente de energía empleada y tipo de uso final.

Entre los usos energéticos considerados, destacan la producción de calor y frío para procesos industriales, usos mecánicos, químicos, calefacción y climatización, iluminación y fuerza. De ellos, se identifica que los únicos usos relacionados directamente con las condiciones climáticas, y no con los procesos industriales, son la calefacción y la refrigeración.

Se ha determinado el porcentaje que la climatización representa sobre el consumo eléctrico total de cada industria. Los resultados se resumen en la Tabla 2.4. En ellos se muestra que la calefacción y la refrigeración representa una fracción muy pequeña del consumo total, siendo inferior al 5% en todos los casos. Esto sugiere que la demanda eléctrica no estaría significativamente influida por la localización geográfica, lo que respalda el uso de datos de consumo de otros países en España.

Tabla 2.4: Consumo eléctrico de climatización sobre el total de la industria

Industria	Consumo eléctrico total (GWh)	Consumo eléctrico climatización (GWh)	Porcentaje Consumo climatización sobre el total
Industria alimentación	10.074,00	402,07	3,99 %
Fabricación pasta pastelera	858,00	0,73	0,08 %
Fabricación de papel	4.446,00	34,83	0,78 %
Química	8.753,00	178,71	2,04 %
Fabricación de cemento	2.616,00	6,89	0,26 %
Fabricación de vidrio	1.219,00	29,24	2,40 %
Siderurgia y fundición	10.641,00	29,24	0,27 %
Producción de aluminio	884,00	1,19	0,13 %

2.3. Tratamiento de las curvas de carga industriales para su uso en el estudio

2.3.1. Normalización y estandarización de las curvas de carga

Como se ha comentado anteriormente, las curvas de consumo disponibles son promedios cuartohorarios u horarios de diversas mediciones realizadas durante los períodos de muestreo, expresadas en kW. Estas potencias presentan grandes diferencias de magnitudes entre unas curvas y otras. Para poder emplearlas y que los resultados sean comparables, se ha optado por volver las curvas unitarias. Para ello, se presentan dos posibles soluciones:

- Dividir entre la potencia máxima de cada perfil (Ecuación 2.2):

$$P'(t) = \frac{P(t)}{P_{\max}} \cdot P_{\text{pico}} \quad (2.2)$$

- Dividir entre el consumo total de cada perfil (Ecuación 2.3):

$$P'(t) = \frac{P(t)}{C_{\text{total original}}} \cdot C_{\text{total nuevo}} \quad (2.3)$$

Donde:

- $P'(t)$ es la nueva potencia obtenida tras el tratamiento en la hora t .
- $P(t)$ es la potencia de la curva original en la hora t .
- P_{\max} es el valor máximo de la curva original.
- P_{pico} es la potencia pico por la que se van a multiplicar los valores de la curva.

- $C_{\text{total original}}$ es el consumo total anual de la curva original.
- $C_{\text{total nuevo}}$ es el consumo total anual de referencia que tendrá las nuevas curvas.

El uso de estas metodologías facilita la comparación de los resultados obtenidos al implementar los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento para los diferentes escenarios, eliminando las diferencias de magnitud y teniendo un escenario común que permite analizar múltiples variantes. Dado que ambas formas de operar son aptas y válidas, pero cada una responde a unas necesidades específicas, su uso puede variar en función del estudio que se esté realizando. Para el predimensionado de una instalación, cuando aún no se conocen los patrones de consumo de la industria, resulta útil determinar la potencia pico. Por otro lado, para comparar diferentes perfiles y distribuciones horarias de la demanda, así como para analizar la capacidad de almacenamiento óptima, es más apropiado considerar el consumo total.

2.3.2. Determinación de la potencia pico de referencia

Una vez normalizadas las curvas de consumo, el siguiente paso consiste en asignar una potencia pico y un consumo total de referencia para multiplicarlos por los valores de los perfiles de carga ya tratados. Dichos valores se obtendrán del Boletín de Indicadores Eléctricos (IS/DE/012/24) de abril de 2024 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) [16]. Este informe proporciona datos detallados sobre los consumos eléctricos y las potencias contratadas en el sector industrial, diferenciados por grupos tarifarios y niveles de tensión.

El informe de la CNMC clasifica la demanda eléctrica según los distintos peajes de acceso, basados en el nivel de tensión y la capacidad de consumo del usuario. Estas tarifas vienen estipuladas en la Circular 3/2020 de la CNMC [17], que regula los peajes de transporte y distribución que deben abonar todos los consumidores conectados a la red eléctrica. Esta normativa clasifica a los usuarios en diferentes grupos tarifarios, en función del nivel de tensión al que están conectados y su potencia contratada. A continuación, se enumeran las características de cada uno de dichas tarifas:

- **Tarifa 2.0 TD:** Se aplica a consumidores conectados a una tensión igual o inferior a 1 kV y con una potencia contratada de hasta 15 kW. Está destinada a pequeños consumidores, como viviendas o pequeños comercios.
- **Tarifa 3.0 TD:** Se aplica a consumidores conectados a una tensión igual o inferior a 1 kV y con una potencia contratada superior a 15 kW. Está diseñada para medianas empresas o consumidores con mayores necesidades energéticas en baja tensión.
- **Tarifa 6.1 TD:** Se utiliza para consumidores conectados a tensiones superiores a 1 kV e inferiores a 30 kV. Se aplica a usuarios industriales que requieren suministro a media tensión.

- **Tarifa 6.2 TD:** Se utiliza para aquellos consumidores conectados a una tensión superior a 30 kV e inferior a 72,5 kV. Está destinada a grandes consumidores industriales que requieren suministro en media-alta tensión.
- **Tarifa 6.3 TD:** Corresponde a usuarios conectados a una tensión superior a 72,5 kV e inferior a 145 kV. La emplean consumidores industriales que necesitan alta tensión.
- **Tarifa 6.4 TD:** Se aplica a consumidores conectados a una tensión igual o superior a 145 kV. Se destina a aquellos consumidores industriales que requieren muy alta tensión para su funcionamiento.

Con la descripción anterior, se aprecia que los consumos industriales emplean principalmente las tarifas comprendidas entre la 6.1 TD hasta la 6.4 TD. Para llevar a cabo un análisis más detallado, se emplearán potencias y consumos tipo por cada tarifa.

Por otro lado, la Circular 3/2020 de la CNMC [17] establece que las potencias de las tarifas eléctricas deben cumplir la relación $P_1 < P_2 < \dots < P_6$, donde P_n representa la potencia eléctrica contratada en el periodo de facturación n . Dado que no se dispone de las potencias máximas de consumo, se utilizará P_6 como potencia pico de las industrias estudiadas.

El informe de la CNMC proporciona la potencia total facturada por periodo y el consumo total, así como el número de usuarios por cada tarifa, lo que permite calcular las potencias pico y los consumos medios. Los valores obtenidos, que se reflejan en la Tabla 2.5, han sido calculados empleando las expresiones de la Ecuación 2.4:

$$C_{\text{medio}} = \frac{C_{\text{total}}}{N^{\circ} \text{ Usuarios}} \quad (2.4)$$

$$P_{\text{media } P_6} = \frac{P_{\text{total}}}{N^{\circ} \text{ Usuarios}}$$

Tabla 2.5: Potencia eléctrica contratada media para el periodo 6 y consumo medio en España en función de la tarifa eléctrica

Tarifa eléctrica	Consumo total (GWh)	Potencia total P_6 (MW)	Número de usuarios	Consumo medio (MWh)	Potencia media P_6 (kW)
6.1 TD	60.495	26.176	106.033	570,2	246,9
6.2 TD	21.350	6.258	3.776	5.654,1	1.657,3
6.3 TD	9.597	2.600	625	15.355,5	4.160,0
6.4 TD	16.578	5.533	1.147	14.453,3	4.823,9

Para validar que los métodos analizados generan curvas industriales con órdenes de magnitud similares, se presenta en la Tabla 2.6 el consumo medio de las curvas industriales para cada tarifa, calculado a partir de los valores del informe de

la CNMC y de la media obtenida de la demanda de todas las curvas adimensionalizadas mediante el método de la potencia pico (primera expresión de la Ecuación 2.5). Asimismo, se incluye la potencia pico media proporcionada por la CNMC y la resultante al realizar la media de la potencia máxima al aplicar el método del consumo total para adimensionalizar las curvas (segunda expresión de la Ecuación 2.5).

$$\begin{aligned} C_{\text{total medio}} &= \frac{\sum C_{\text{total curvas}}}{N^{\circ} \text{ Curvas}} \\ P_{\text{pico media}} &= \frac{\sum P_{\text{max curvas}}}{N^{\circ} \text{ Curvas}} \end{aligned} \quad (2.5)$$

Donde:

- $C_{\text{medio } P_{\text{pico}}}$: Consumo total medio de las curvas adimensionalizadas mediante el método de la potencia pico.
- $P_{\text{pico media}}$: Potencia pico media de todas las curvas adimensionalizadas mediante el método del consumo total.
- $\sum C_{\text{total curvas}}$: Suma de los consumos totales de todas las curvas.
- $\sum P_{\text{max curvas}}$: Suma de las potencias máximas de todas las curvas.
- $N^{\circ} \text{ Curvas}$: Número total de curvas consideradas en el cálculo.

Los resultados evidencian que, aunque los valores obtenidos son distintos debido a que no se analizan aspectos como el tipo de curvas o los patrones de consumo, ambos métodos generan valores del mismo orden de magnitud. Esto indica que ambas formas de cálculo son comparables y que los resultados son equiparables.

Tabla 2.6: Consumo medio y potencia pico media por tarifa para ambos métodos de cálculo

Tarifa eléctrica	Consumo medio Método P. pico (MWh)	Consumo medio CNMC (MWh)	Potencia pico media Método C. total (kW)	Potencia media P_6 CNMC (kW)
6.1 TD	884,7	570,2	233,4	246,9
6.2 TD	5.937,0	5.654,1	2.314,1	1.657,3
6.3 TD	14.902,5	15.355,5	6.284,4	4.160,0
6.4 TD	17.280,8	14.453,3	5.915,3	4.823,9

Capítulo 3

Marco Normativo y Esquemas de Instalaciones Fotovoltaicas

Contenido

3.1	Legislación vigente	31
3.1.1	Sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados	32
3.1.2	Centrales fotovoltaicas	32
3.1.3	Sistemas fotovoltaicos de autoconsumo	34
3.1.4	Resumen de la normativa aplicable a las instalaciones fotovoltaicas	35
3.2	Esquemas de conexión	36
3.2.1	Instalaciones generadoras aisladas	36
3.2.2	Instalaciones generadoras asistidas	36
3.2.3	Instalaciones generadoras interconectadas	36
3.3	Modalidad de autoconsumo y esquemas de conexión empleados para las instalaciones fotovoltaicas industriales	37

3.1. Legislación vigente

El desarrollo de la energía fotovoltaica en España ha experimentado un gran crecimiento en los últimos años. Este incremento ha estado acompañado de un marco normativo cambiante que regula toda la tipología de instalaciones existentes, así como su tramitación administrativa y su conexión a la red eléctrica.

Desde el punto de vista legislativo actual, las instalaciones fotovoltaicas en España se pueden dividir en tres categorías: sistemas fotovoltaicos autónomos, centrales fotovoltaicas (también llamados huertos solares) y sistemas fotovoltaicos de autoconsumo [18]. Los tres tipos de sistemas están sujetos al cumplimiento de dos normativas comunes:

- **Ley 24/2013 [19]:** La Ley del Sector Eléctrico, que permite el autoconsumo y regula tanto el acceso a red como la compensación de excedentes para sistemas fotovoltaicos.
- **RD 842/2002 [20]:** El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT), que establece los requisitos que deben cumplir las instalaciones de baja tensión.

A continuación, se detallan las normativas aplicables a cada uno de los sistemas fotovoltaicos.

3.1.1. Sistemas fotovoltaicos autónomos o aislados

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son aquellos que no están conectados a la red eléctrica, por lo que operan de forma independiente. En la Figura 3.1 se muestra un esquema tipo con los componentes de este tipo de sistemas, que generalmente incluyen baterías para almacenar el exceso de energía y utilizarla cuando exista consumo pero no haya generación.

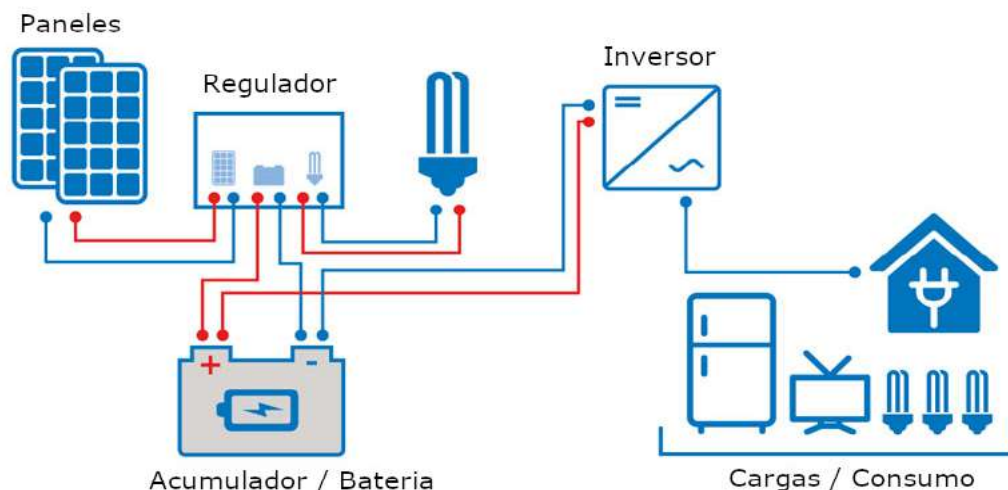


Figura 3.1: Esquema tipo de sistemas fotovoltaicos autónomos [21]

Estas instalaciones deben cumplir con las especificaciones técnicas de la ITC-BT-40 del REBT. Además, en caso de que el sistema tenga menos de 10 kW, es suficiente la realización de una memoria técnica de diseño, mientras que si la potencia es superior a 10 kW, es necesario un proyecto visado para su legalización.

3.1.2. Centrales fotovoltaicas

Las centrales fotovoltaicas (o huertos solares) son instalaciones conectadas a la red que no cuenta con consumos asociados y que están diseñadas para inyectar la máxima cantidad de energía posible. En la Figura 3.2, se puede observar un esquema con los elementos que componen este tipo de instalaciones.

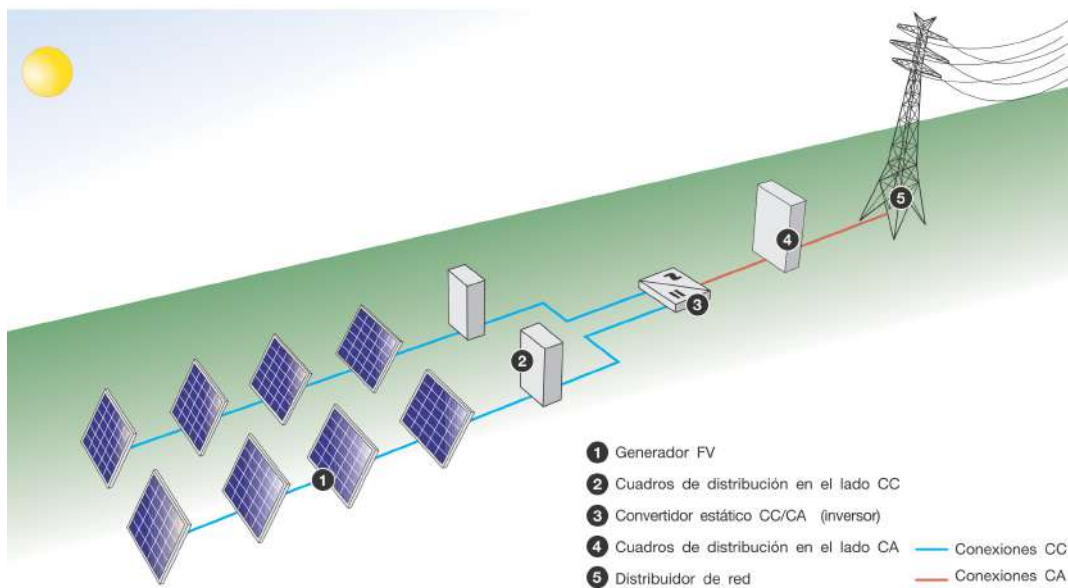


Figura 3.2: Esquema tipo de centrales solares [22]

La normativa cambia en función de la potencia nominal de la instalación:

- **Instalaciones de hasta 100 kW:** Estas instalaciones están reguladas por el RD 1699/2011 [23], que establece los requisitos para la conexión a red de instalaciones productoras de energía de pequeña potencia. Para llevar a cabo su legalización, es preciso la realización del Certificado de Instalación Eléctrica (CIE) y de una memoria técnica o proyecto visado, en función de si la potencia es inferior o superior a 10 kW.
- **Instalaciones de más de 100 kW:** Estas sistemas deben cumplir con el RD 413/2014 [24], que regula la producción de energía a partir de fuentes renovables, y con el RD 1183/2020 [25], que establece las condiciones de acceso y conexión a las redes de transporte. Además, la Circular 1/2021 [26] define las metodologías y condiciones de acceso a la red de distribución. Para su legalización, es necesario [27] el cumplimiento de los siguientes trámites:
 - Solicitud de permisos para conexión a la red eléctrica con la distribuidora.
 - Obtención de licencias de obra y autorizaciones de construcción y de explotación para la ejecución y puesta en marcha de la instalación.
 - Formalización de un contrato con una comercializadora para la venta de la energía producida.
 - Solicitud de la Licencia de Actividad.
 - Inscripción en el registro autonómico de autoconsumo.
 - Inscripción en el Registro Administrativo de Autoconsumo de Energía Eléctrica.

La energía generada será vendida en el mercado eléctrico y recibirá el mismo tratamiento que el resto de energía producida por fuentes renovables, cogeneración y residuos, siendo aplicable el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7%, tal y como está establecido en la Ley 15/2012 [28].

3.1.3. Sistemas fotovoltaicos de autoconsumo

Los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo son aquellos que están conectados tanto a la red como a una carga, lo que permite que la energía pueda ser suministrada por ambas fuentes. La norma principal que regula este tipo de instalaciones es el RD 244/2019 [29], que legisla las modalidades de autoconsumo simplificado. En la Figura 3.3, se presentan los principales componentes de este tipo de sistemas.



Figura 3.3: Esquema tipo de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo [30]

Este tipo de instalaciones fotovoltaicas se puede dividir en dos grupos:

- **Autoconsumo sin excedentes:** Este tipo de instalaciones no inyectan energía en la red de distribución y deben contar con un sistema antivertido.
- **Autoconsumo con excedentes:** Estas instalaciones pueden verter energía a la red y existen variantes con o sin compensación de excedentes. Las instalaciones con compensación de excedentes deben tener una potencia nominal inferior a 100 kW.

Para instalaciones de hasta 15 kW que vierten excedentes y tienen derecho a compensación, y aquellas de hasta 100 kW sin excedentes, se tramitan por un procedimiento abreviado. Para instalaciones superiores a 100 kW, se permite la venta de excedentes en el mercado eléctrico a través de una comercializadora o mediante un contrato de venta a precio de energía, aunque sin opción a la compensación simplificada en la factura. Estas últimas están reguladas por el RD 1183/2020, lo que hace que la mayoría de sistemas con una potencia superior a 100 kW se diseñen como centrales fotovoltaicas.

Las instalaciones de baja tensión deben cumplir el REBT, mientras que aquellas conectadas a media o alta tensión (más de 15 kV en corriente continua o más de 1 kV en corriente alterna) deben ajustarse a las exigencias técnicas establecidas en el RD 1955/2000 [31].

3.1.4. Resumen de la normativa aplicable a las instalaciones fotovoltaicas

Por último, en la Figura 3.4, se muestra un esquema que indica la normativa que deben cumplir cada uno de los sistemas en los que se han clasificado las instalaciones fotovoltaicas.

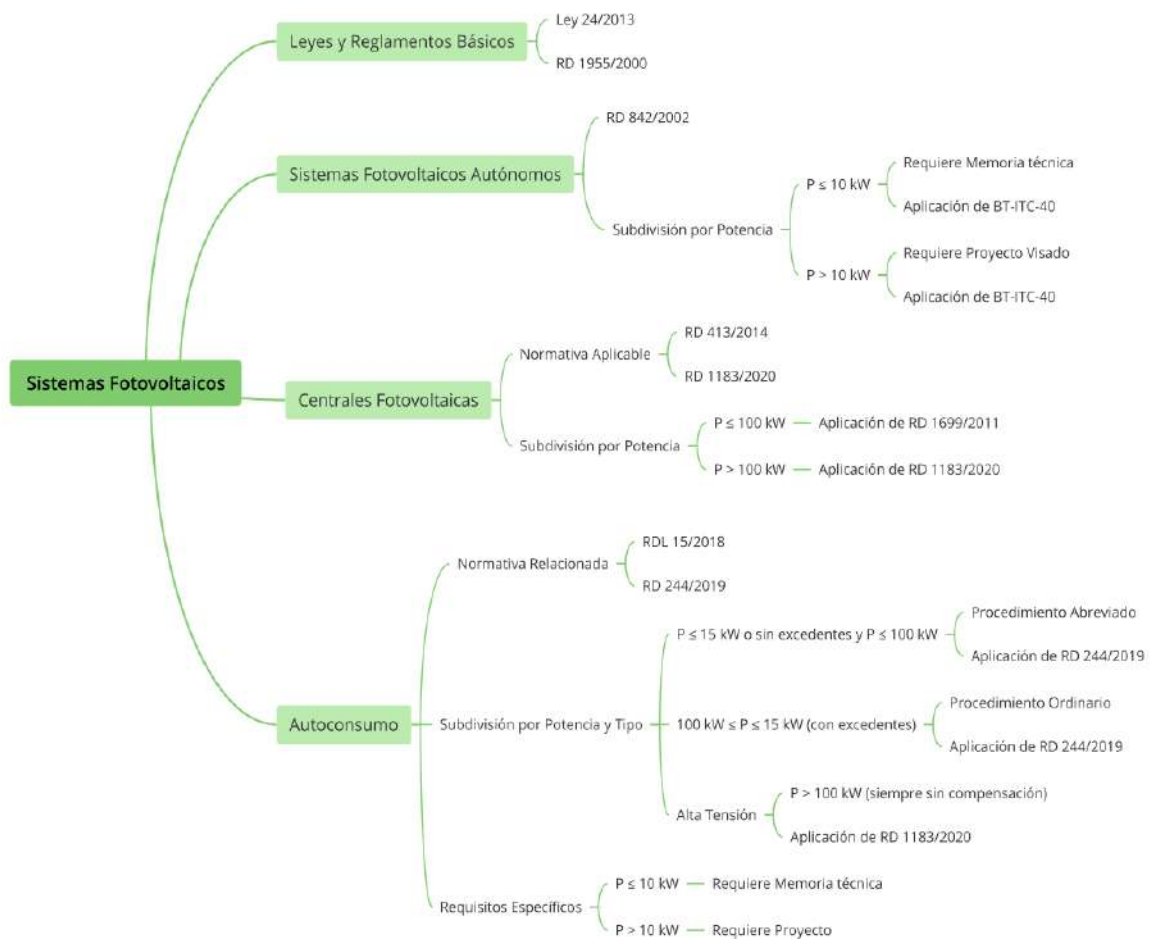


Figura 3.4: Marco normativo de los tipos de las instalaciones fotovoltaicas [18]

3.2. Esquemas de conexión

Según lo establecido en la ITC-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (RD 842/2002 [20]), las instalaciones generadoras se clasifican, en función de su funcionamiento en relación con la Red de Distribución Pública, en tres tipos. Para cada categoría, se analizará su uso y sus características principales. En el *Anexo II*, se recogen cada uno de los esquemas analizados en este apartado.

3.2.1. Instalaciones generadoras aisladas

Las instalaciones generadoras aisladas son aquellas en las que no existe ninguna conexión eléctrica con la Red de Distribución Pública. Se emplean en zonas remotas o rurales, donde no hay acceso a la red eléctrica, o donde el coste de conectarse a ella es muy elevada.

La conexión de este tipo de instalaciones precisará de un dispositivo que permita conectar y desconectar la carga en los circuitos de salida del generador (IGM). Si hay más de un generador y su conexión requiere sincronización, será necesario contar con un equipo, ya sea manual o automático, para realizar esta operación. Se trata del Esquema 1 de la ITC-BT-40.

3.2.2. Instalaciones generadoras asistidas

Las instalaciones generadas asistidas son aquellas en las que existe una conexión con la Red de Distribución Pública, pero sin que los generadores puedan funcionar de forma simultánea con ella. La fuente preferente de suministro podrá ser cualquiera de las dos, quedando la otra fuente como apoyo.

En la instalación interior la alimentación alternativa (red o generador) irá provista de un sistema de conmutación para todos los conductores activos y el neutro, que impida el acoplamiento simultáneo a ambas fuentes de alimentación. Se corresponde con el Esquema 2 de la ITC-BT-40.

3.2.3. Instalaciones generadoras interconectadas

Las instalaciones generadoras interconectadas son aquellas que están trabajando en paralelo con la Red de Distribución. Estos sistemas se pueden clasificar a su vez según el voltaje al que se conectan, que puede ser a la red de baja tensión o la de media o alta tensión.

Punto de conexión en la Red de Baja Tensión (C1)

Estas instalaciones se pueden dividir según si tienen como único propósito verter la energía a la red o si se destina al autoconsumo. Asimismo, existen distintos esquemas en función del número de contadores asociados a un generador. Dado la

naturaleza de las instalaciones objeto de estudio de este TFM, se analizarán las instalaciones individuales con una carga asociada (un único contador).

Con estas consideraciones, los sistemas conectados a la Red de Baja Tensión pueden dividirse en función del punto de conexión entre la carga y el generador:

- Conexión mediante la **Red de Distribución** (Esquema 4 y 5 en la ITC-BT-40).
- Conexión a través de la **Línea General de Alimentación** (Esquema 6 en la ITC-BT-40).
- Conexión en la **Derivación Individual** (Esquema 7 de la ITC-BT-40).
- Conexión en los **Dispositivos Generales de Mando y Protección Interiores** (Esquema 8 de la ITC-BT-40).

Punto de conexión en la Red de Media y Alta Tensión (C2)

Dentro de esta categoría, las instalaciones pueden estructurarse según su conexión a la red. Pueden conectarse mediante la red de media o baja tensión, en cuyo caso necesitan un centro de transformación para elevar la tensión de baja a la de red (Esquema 15 en la ITC-BT-40). Por otro lado, pueden conectarse a la red interior de baja tensión, lo que solo requiere un centro de transformación (Esquema 16 en la ITC-BT-40). En este último caso, en la parte de baja tensión, es posible utilizar cualquiera de los esquemas analizados anteriormente.

3.3. Modalidad de autoconsumo y esquemas de conexión empleados para las instalaciones fotovoltaicas industriales

En este apartado, se analizará la modalidad de instalación fotovoltaica seleccionada para consumos industriales en cuanto al vertido o no de excedentes de energía. Los sistemas objeto de estudio están destinados al autoconsumo, por lo que se descarta la modalidad de producción de energía exclusivamente para su venta a red.

Como se detalló en el Apartado 3.1, para **instalaciones de menos de 100 kW de potencia**, los trámites administrativos para la legalización y la compensación simplificada de excedentes son relativamente simples. Por lo tanto, para instalaciones de estas características, se modelarán y se analizarán como un **sistema con excedentes acogido a la compensación simplificada de excedentes**, de acuerdo con lo establecido en el RD 244/2019.

Sin embargo, como se observa en la Tabla 2.5, la potencia contratada en la Tarifa 6.1TD (la menor que se va a estudiar) es de 166,15 kW, la cual, aunque no representa la potencia pico ni media de la instalación, ofrece una visión orientativa

sobre las potencias que tendrán los sistemas que se van a analizar. Esta potencia es notablemente superior a los 100 kW, lo que implica que se debe considerar una modalidad diferente de autoconsumo. En caso de superar los 100 kW de potencia nominales, no se podrá acoger a la compensación simplificada de excedentes. Si se inyectara energía a la red, sería necesario registrarse como productor, solicitar autorizaciones previas, de construcción y de explotación, firmar un contrato con una comercializadora y llevar a cabo otra serie de trámites complejos. Dado que el objetivo principal de este TFM es analizar instalaciones de autoconsumo con y sin baterías, se dimensionarán las plantas solares de tal forma que se aproveche en lo máximo posible la producción pero sin contemplar la inyección a red. La energía sobrante se acumulará en baterías, que serán calculadas según los patrones de consumo y la generación fotovoltaica. Por tanto, debido a todo lo expuesto, para las **instalaciones mayores de 100 kW se ha seleccionado la modalidad de autoconsumo con inyección cero**, la cual requiere la instalación de un sistema antivertido, tal y como establece el RD 244/2019.

Un sistema antivertido controla principalmente el inversor fotovoltaico, que cuando detecta que la generación supera el consumo de la instalación, envía una señal al inversor para que disminuya su potencia de salida. Este ajuste se realiza modificando el punto de máxima potencia de los módulos solares (MPPT). Al operar por debajo de su punto óptimo, los módulos generan menos energía, adaptándose así a la demanda del sistema. Además, el inversor puede limitar la corriente o tensión de entrada para reducir aún más la salida, y en instalaciones grandes, se puede desconectar temporalmente uno o varios strings de módulos si la reducción de potencia no es suficiente. De esta manera, el sistema de antivertido asegura que solo se genere la energía necesaria, manteniendo un equilibrio dinámico entre generación y consumo en tiempo real y evitando el vertido de energía a la red. Además, debe estar certificado por un laboratorio acreditado según la norma UNE-EN ISO/IEC 17025.

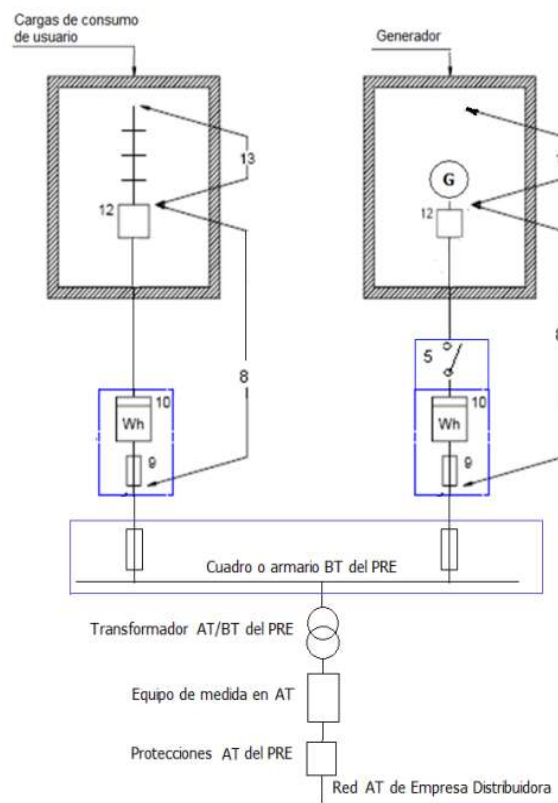
Por otro lado, se analizará cual es la modalidad de conexión seleccionada para los sistemas que se van a estudiar. Como se comentó en el Apartado 2.3, las instalaciones industriales están sujetas a las tarifas eléctricas 6.1 TD, 6.2 TD, 6.3TD y 6.4 TD. Todas ellas tienen una tensión de suministro superior a 1 kV, por lo están conectadas a la Red de Distribución de Media y o de Alta Tensión. Por ello, **las instalaciones estudiadas emplearán el Esquema 16 de la ITC-BT-40** que se muestra en la Figura 3.5, realizándose la conexión entre el generador y las cargas en la parte de baja tensión.

En lo que respecta a la conexión en la **parte de baja tensión** de la carga y el generador, debido a que las instalaciones generadoras pueden tener una gran potencia, se opta por su **conexión a través de la Línea General de Alimentación (Esquema 6 de la ITC-BT-40)**. Por ello, la instalación productora deberá disponer de su propio Interruptor General de Maniobra, de un contador y de un fusible de seguridad, tal y como muestra en el Esquema 6 de la Figura 3.6.

Además, se exponen en la Tabla 3.1 los códigos con los que se identificarán cada uno de los componentes de los esquemas.

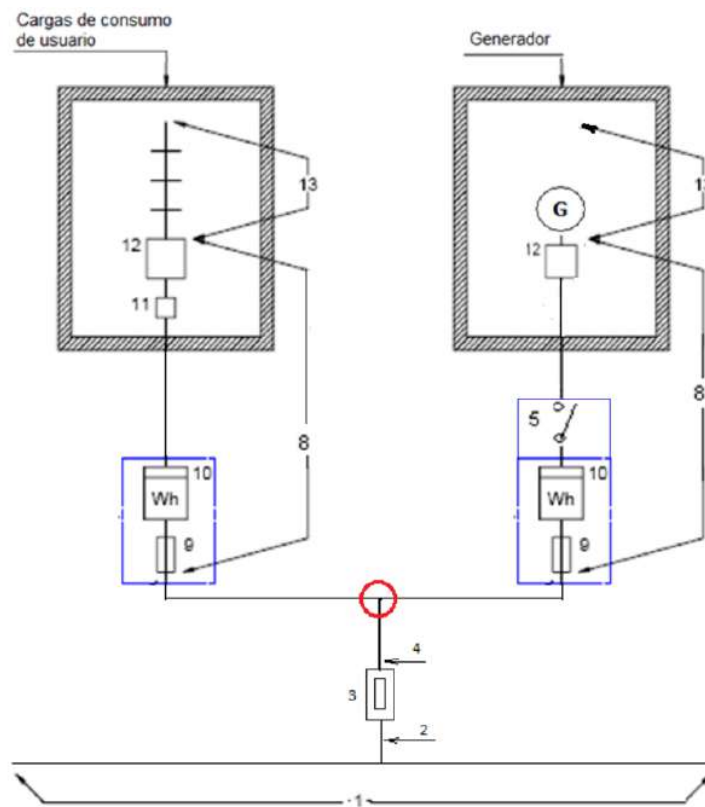
Tabla 3.1: Leyenda de los esquemas de conexión de instalaciones fotovoltaicas [32].

<u>Leyenda para instalaciones receptoras</u>	<u>Leyenda para instalaciones generadoras</u>
1 Red de distribución	1 Red de distribución
2 Acometida	2 Acometida
3 Caja general de protección (CGP)	3 Caja General de Protección (CGP)
4 Línea general de alimentación (LGA)	4 Línea General de conexión (LGC)
5 Interruptor general de maniobra (IGM)	5 Interruptor general de maniobra (IGM)
6 Caja de derivación	6 Caja de derivación
7 Centralización de contadores (CC)	7 Centralización de contadores (CC)
8 Derivación individual (DI)	8 Línea Individual del generador (LIG)
9 Fusible de seguridad	9 Fusible de seguridad
10 Contador	10 Contador
11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)	11 Caja para interruptor de control de potencia (ICP)
12 Dispositivos generales de mando y protección (DGMP).	12 Dispositivos de mando y protección Interiores (DPI)
13 Instalación interior	13 Equipo generador-inversor (GEN)
14 Conjunto de protección y medida (CMP)	14 Conjunto de protección y medida (CMP)
	15 Conmutador de conexión red/generador con sistema de sincronismo
	16 Tramo de la conexión privada (TCP)



Esquema 16

Figura 3.5: Esquema para la conexión en instalaciones interconectadas en alta y media tensión (C2) [32]



Esquema 6

Figura 3.6: Esquema para la conexión en instalaciones interconectadas en baja tensión mediante la LGA [32]

Capítulo 4

Indicadores energéticos y económicos

Contenido

4.1	Indicadores energéticos	41
4.2	Indicadores económicos	43

Como se expone en los capítulos anteriores, se dispone de una gran cantidad de datos para el análisis, que incluyen 65 curvas de consumo en intervalos horarios y cuartohorarios. Estos perfiles de carga serán analizados para diferentes tarifas eléctricas (desde la 6.1TD hasta la 6.4TD) y para distintas ubicaciones.

Para tratar esta gran cantidad de datos, se utilizarán varios indicadores energéticos y económicos que ayudarán a identificar la potencia fotovoltaica y la capacidad de almacenamiento óptimas, es decir, aquella que mejor se adapta a los criterios seleccionados para satisfacer las necesidades específicas de cada instalación estudiada.

4.1. Indicadores energéticos

Los indicadores energéticos proporcionan una visión de cómo la instalación fotovoltaica contribuye a reducir la demanda energética de la red de la instalación industrial. A continuación, se presentan los indicadores que se utilizarán para analizar la distintas configuraciones de instalaciones fotovoltaicas.

- **Autoconsumo:** Se define como el porcentaje de energía generada que es consumida directamente por la instalación, en lugar de ser vertida a la red. Este indicador muestra cuánta energía se aprovecha y suele expresarse como un porcentaje del total de la energía generada por el sistema, tal y como se muestra en la Ecuación 4.1.

$$\text{Autoconsumo (\%)} = \frac{E_{\text{consumida proveniente de energía fotovoltaica}}}{E_{\text{total generada fotovoltaica}}} \times 100 \quad (4.1)$$

- **Autosuficiencia:** Indica el grado en que la instalación cubre su demanda energética total a través de la energía generada por el sistema fotovoltaico.

Representa la proporción de la demanda total que se satisface con la energía generada a través de la instalación fotovoltaica, en lugar de depender de la red eléctrica. Este indicador se expresa como porcentaje de la energía total consumida por el sistema, tal y como se recoge en la Ecuación 4.2.

$$\text{Autosuficiencia (\%)} = \frac{E_{\text{consumida proveniente de energía fotovoltaica}}}{E_{\text{consumida total}}} \times 100 \quad (4.2)$$

En la Figura 4.1 se presentan ejemplos del comportamiento de los índices de autoconsumo y de autosuficiencia. En el caso del autoconsumo, se observa que a medida que la potencia instalada aumenta, este índice disminuye, ya que se consume una menor proporción de la energía generada, reduciendo así el porcentaje de autoconsumo. Por otro lado, la autosuficiencia aumenta con la potencia instalada, debido a que a mayor generación, mayor es la cantidad de consumo que se cubre.

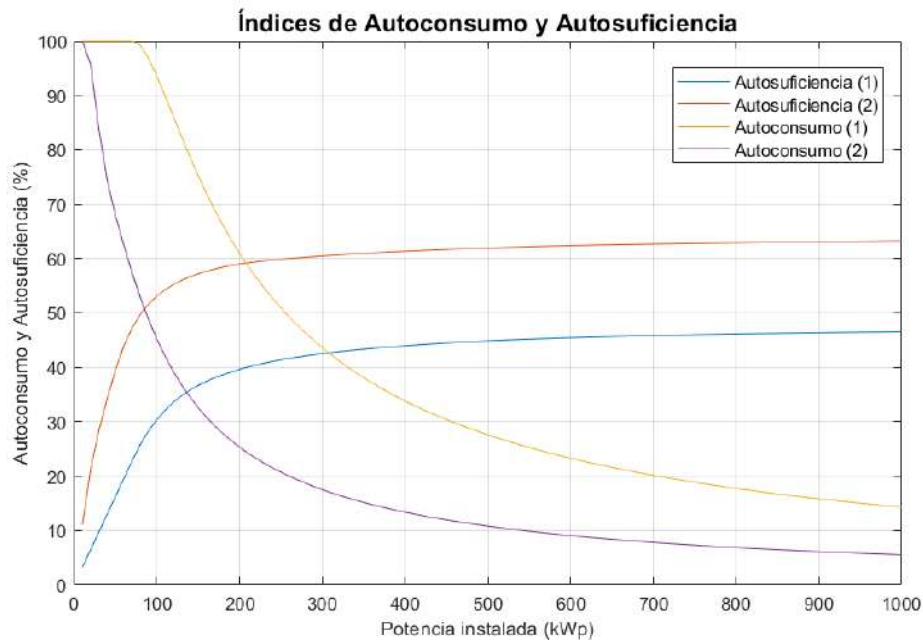


Figura 4.1: Ejemplo del comportamiento de los índices de autoconsumo y autosuficiencia

La autosuficiencia presenta una asíntota que representa el porcentaje de la demanda que puede cubrirse durante las horas de sol, que es el máximo teórico (sin considerar el uso de baterías, que pueden aumentar el porcentaje máximo). Por tanto, se observa que el indicador que más información da es la autosuficiencia, ya que cuando la pendiente tiende a cero, significa que un aumento en la potencia instalada apenas incrementaría la energía autoconsumida, haciendo que no sea rentable seguir ampliando la capacidad de la instalación fotovoltaica.

4.2. Indicadores económicos

Los indicadores económicos son fundamentales para evaluar la rentabilidad y viabilidad de una instalación fotovoltaica, ya que permiten analizar costes, beneficios y el periodo de retorno de la inversión. A continuación, se presentan los principales indicadores que se utilizarán para evaluar las diferentes configuraciones fotovoltaicas desde una perspectiva económica.

- **Valor Actual Neto (VAN) [33]:** Es una herramienta que mide la rentabilidad de una inversión a lo largo de su vida útil. Permite calcular el valor actual de los flujos de cajas futuros generados por la instalación, descontando la inversión inicial. La expresión que permite determinarlo se recogen en la Ecuación 4.3.

$$\text{VAN} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + r_{VAN})^t} - I_0 \quad (4.3)$$

Donde:

- FC_t es el flujo de caja anual (ingresos obtenidos menos gastos de mantenimiento y sustitución).
- n (años) es la vida estimada de la instalación, que se supondrá de 25 años (vida útil esperada de las placas fotovoltaicas).
- r_{VAN} es la tasa de descuento, que representa el coste de capital que se aplica para determinar el valor presente de un pago futuro. Los proyectos de inversión privada tienen tasas de descuento elevadas, comprendidas entre el 5 % y el 15 %, por lo que para este proyecto se tomará una **tasa media de rentabilidad del 10 %**, intermedia dentro del rango típico para el sector privado.
- I_0 (€) es la inversión inicial del proyecto.

En función del valor del VAN, se puede determinar si el proyecto resulta rentable o no:

1. $\text{VAN} > 0$: La inversión es rentable, el valor actual de los ingresos supera al de los costes.
2. $\text{VAN} = 0$: La inversión es neutral, se recupera la inversión sin generar pérdidas ni ganancias adicionales.
3. $\text{VAN} < 0$: La inversión no es rentable, ya que los ingresos actuales no cubren los costes que conlleva la operación de la instalación.

Este indicador representa la rentabilidad de una inversión, por lo que siempre se debe buscar el valor más alto. En la Figura 4.2 se aprecia cómo el VAN alcanza un máximo, y para ciertas potencias, esta variable adopta valores

negativos, los cuales se muestran en amarillo. Esta zona coloreada indica las potencias en las que la instalación deja de ser rentable.

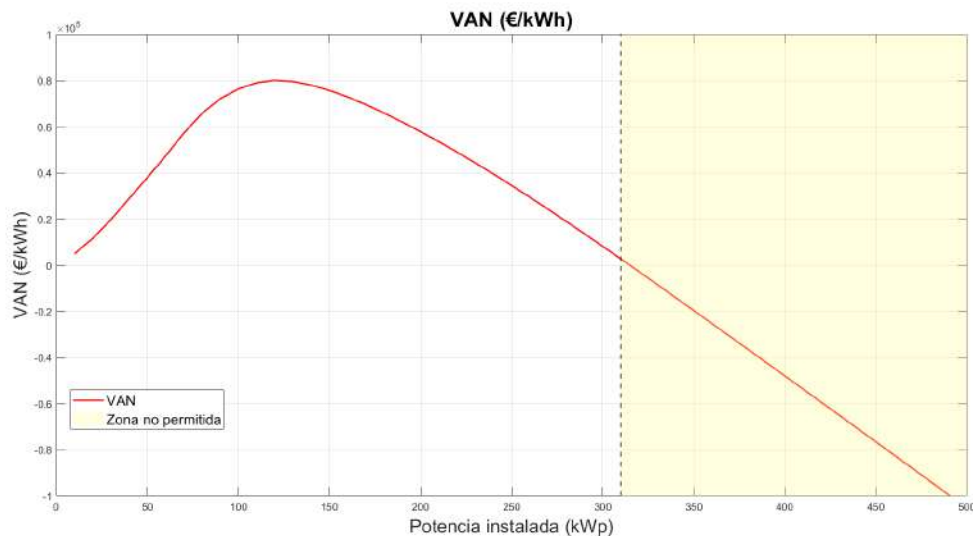


Figura 4.2: Ejemplo del comportamiento del VAN de una instalación fotovoltaica

- **Tasa Interna de Retorno (TIR) [33]:** Representa la tasa de rentabilidad promedio anual que un proyecto o inversión genera durante su vida útil, de modo que el VAN de los flujos de caja esperados sea igual a cero (los iguala a la inversión inicial). Este indicador se calcula empleando la Ecuación 4.4.

$$\text{VAN} = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + r_{TIR})^t} - I_0 = 0 \quad (4.4)$$

Donde r_{TIR} es la Tasa Interna de Retorno que hace que el VAN sea cero.

El valor de la TIR permite determinar si es conveniente llevar a cabo el proyecto o no:

1. $r_{TIR} > r_{VAN}$: El retorno generado por el proyecto es mayor que la tasa de descuento utilizada para calcular el VAN, lo que indica que el proyecto es financieramente atractivo.
2. $r_{TIR} = r_{VAN}$: El retorno generado por el proyecto es exactamente igual a la inversión inicial, por lo que no hay ganancia ni pérdida neta.
3. $r_{TIR} < r_{VAN}$: El retorno generado por el proyecto es menor que la tasa de descuento, por lo que no se llega a cubrir la inversión inicial realizada, lo que hace que el proyecto sea financieramente inviable.

Este indicador, al igual que el VAN, mide la rentabilidad de una inversión, por lo que resulta fundamental intentar alcanzar los valores más altos posibles. En la Figura 4.3 se aprecia cómo la TIR alcanza su punto máximo. Asimismo, se destaca en amarillo la región correspondiente a potencias donde esta variable

cae por debajo del 10%, lo cual indica que la instalación no cumpliría con los criterios de rentabilidad exigidos.

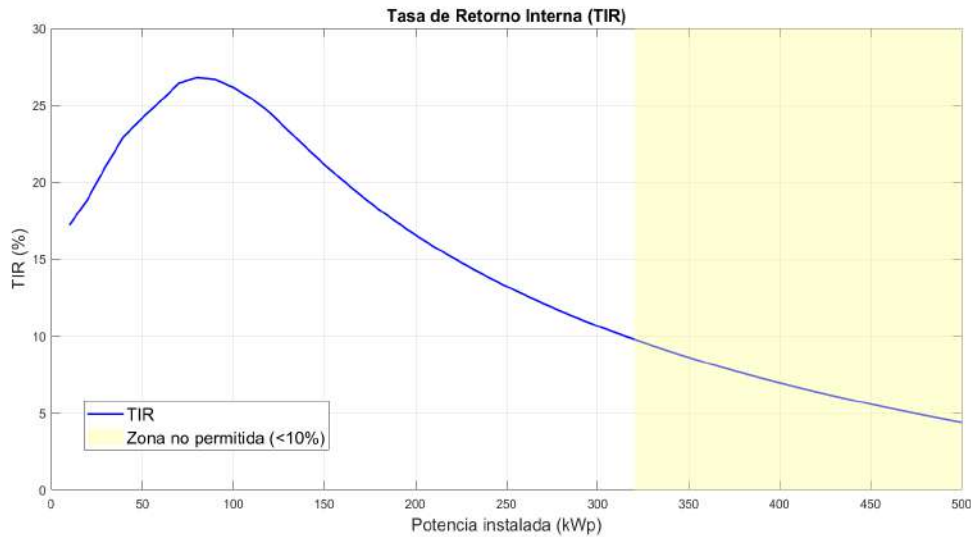


Figura 4.3: Ejemplo del comportamiento de la TIR de una instalación fotovoltaica

- Periodo de retorno simple o Payback (PRS) [33]:** Es un indicador que mide el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial de un proyecto a través de los flujos de caja generados. Cuanto menor sea su valor, menos tiempo se tardará en recuperar la inversión y, por tanto, menos riesgo tendrá el proyecto. La Ecuación 4.5 muestra la forma de determinar su valor.

$$PRS = \frac{I_0}{FC_{promedio}} \quad (4.5)$$

Donde:

- I_0 (€) es la inversión inicial del proyecto.
- $FC_{promedio}$ es el flujo de caja anual medio durante la vida útil del proyecto.

Este indicador tiene un comportamiento como el que se muestra en la Figura 4.4, donde es necesario identificar siempre el mínimo. Dicho valor corresponde a la potencia en la cual el periodo de retorno es más corto, indicando que la inversión inicial se recupera en el menor tiempo posible. El valor de este índice nunca debe superar el tiempo de vida útil de la instalación.

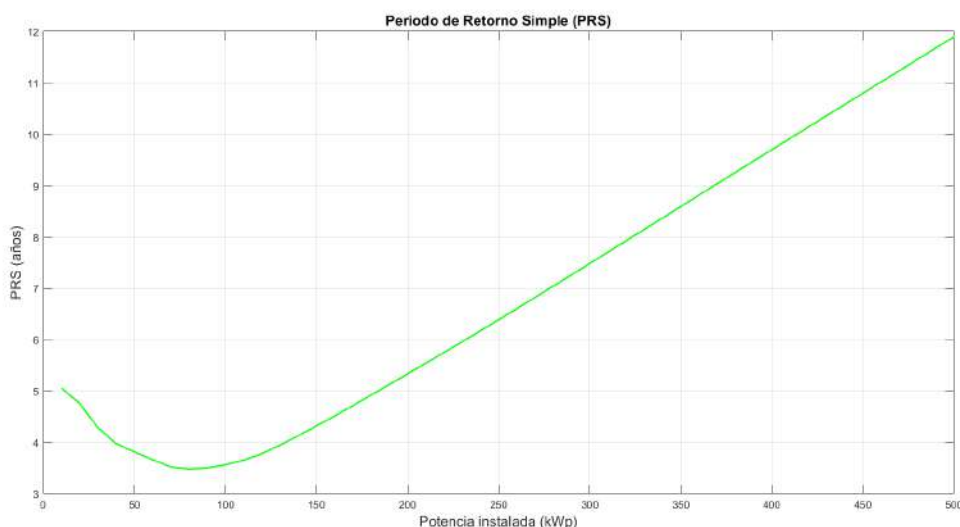


Figura 4.4: Ejemplo del comportamiento del Payback de una instalación fotovoltaica

- Coste Nivelado de Energía (LCOE) [34]:** Es un indicador económico utilizado para comparar el coste promedio de generación de energía durante su vida útil. Este valor representa el coste total de construcción, operación y mantenimiento de una instalación, dividido entre la cantidad total de energía que la planta producirá durante su vida útil. Se trata de una herramienta útil para evaluar la competitividad y rentabilidad de diferentes tecnologías de generación y de modalidades de instalaciones fotovoltaicas. La Ecuación 4.6 permite calcularlo.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r_{VAN})^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{D_t}{(1+r_{VAN})^t}} = \frac{I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{O_t + M_t}{(1+r_{VAN})^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{D_t}{(1+r_{VAN})^t}} \quad (4.6)$$

Donde:

- $LCOE$ (€/kWh) representa el Coste Nivelado de Energía.
- C_t (€) son los costes totales en el año t .
- I_0 (€) es la inversión inicial necesaria.
- D_t (kWh) es la demanda energética en el año t .
- O_t (€) son los costes de operación de la instalación, que incluyen los gastos de reposición de elementos estropeados y de la compra de energía de la red. Se incluyen ya que se van a analizar varias instalaciones con y sin baterías, por lo que resulta muy útil tener un promedio de lo que cuesta cada kWh consumido.
- M_t (€) son los costes de mantenimiento de la instalación.

Tanto los costes de operación como la demanda se dividen entre la tasa de descuento considerada, ya que es necesario actualizarlos a su valor presente en cada año.

Un ejemplo de la evolución del valor de este indicador en función de la potencia instalada se presenta en la Figura 4.5. En este caso se ha de buscar el valor mínimo, ya que este parámetro representa el coste de cada kWh consumido, teniendo en cuenta la energía que proviene de la instalación fotovoltaica y la que es consumida de la red de distribución. Además, no se ha de superar el coste medio de la energía de red, ya que el sistema dejaría de ser rentable.

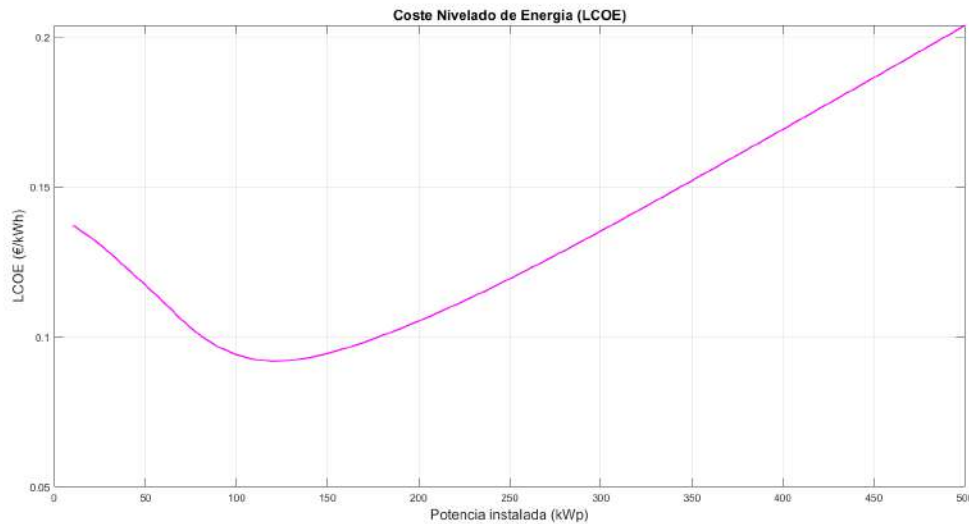


Figura 4.5: Ejemplo del comportamiento del LCOE de una instalación fotovoltaica

- **Coste Presente Neto (CPN) [34]:** Representa el valor actual de todos los costes asociados con un proyecto o inversión, descontados a una tasa para determinar su valor en el momento presente. A diferencia del VAN, solo considera los gastos, no los ingresos. Se puede emplear la Ecuación 4.7 para determinar su valor.

$$\text{CPN} = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + r_{VAN})^t} = I + \sum_{t=0}^n \frac{O_t + M_t}{(1 + r_{VAN})^t} \quad (4.7)$$

El Coste Presente Neto tiene un comportamiento similar al del LCOE, que puede observarse en la Figura 4.6. Debido a que representa los costes que tiene la operación y el mantenimiento de la instalación fotovoltaica, siempre ha de buscarse su valor mínimo.

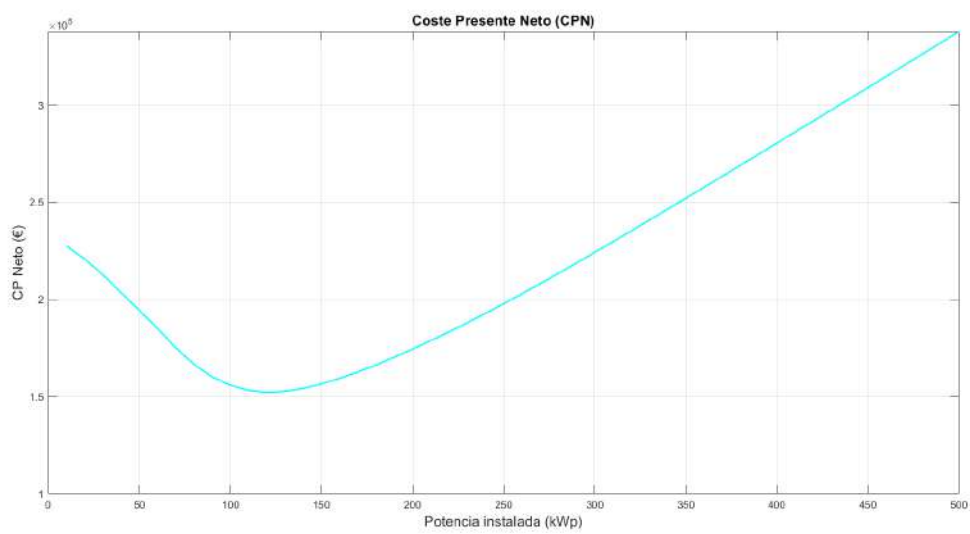


Figura 4.6: Ejemplo del comportamiento del CPN de una instalación fotovoltaica

Capítulo 5

Estrategia de modelado

Contenido

5.1	Datos de partida	49
5.1.1	Precio de la energía	49
5.1.2	Datos climáticos y de generación fotovoltaica	56
5.1.3	Equipos que componen los sistemas fotovoltaicos	58
5.2	Modelado de la instalación fotovoltaica con y sin almacenamiento	64
5.2.1	Datos de partida	64
5.2.2	Cálculo de las instalaciones	65

En este capítulo, se describe la metodología empleada para modelar las instalaciones fotovoltaicas, tanto con almacenamiento como sin él. En primer lugar, se detalla el origen la información empleada, incluyendo precios de la energía, modelos de baterías, módulos fotovoltaicos y del resto de equipos, así como los datos climáticos. A continuación, se analiza el desarrollo del programa diseñado para realizar los cálculos, que permitirá evaluar el rendimiento de la instalación para todas las configuraciones y perfiles de carga que se pretendan estudiar.

5.1. Datos de partida

En este apartado se tratarán todos los aspectos relacionados con la información recopilada que será empleada en el modelado de las instalaciones, incluyendo el precio de la energía, los modelos de módulos fotovoltaicos y baterías, los datos climáticos y otros elementos relevantes.

5.1.1. Precio de la energía

El cálculo preciso del precio de la energía es un factor clave para evaluar la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica con o sin almacenamiento. Este

análisis no solo permite estimar los ahorros derivados de la producción de energía renovable, sino también calcular la rentabilidad de las instalaciones y su impacto en los costes operativos de los sistemas.

En primer lugar, es necesario considerar la modalidad de tarifa energética seleccionada. Existen dos opciones principales: precio fijo o indexadas (varían con el mercado diario, el denominado *pool energético*). Para grandes instalaciones con tarifas como las 6.1TD, 6.2TD, 6.3TD o 6.4TD, se estructuran principalmente para operar en el mercado libre, donde los precios se adaptan para cada industria en función de los acuerdos establecidos entre las empresas y las comercializadoras. Dentro de las tarifas indexadas, existen las tarifas PVPC (Precio Voluntario del Pequeño Consumidor), destinadas a usuarios con una potencia contratada igual o inferior a 10 kW. Cabe destacar que la nueva metodología para calcular el precio de estas tarifas está recogida en el RD 446/2023 [35].

Debido a todo lo expuesto anteriormente, el análisis se centrará en las tarifas indexadas, que son las utilizadas en las grandes instalaciones. El siguiente paso consiste en definir el cálculo del precio horario de la energía, que varía dependiendo de la hora y de la tarifa seleccionada (existen tres periodos de facturación para la tarifa 2.0 TD y seis periodos para las tarifas superiores). En la Figura 5.1, se detallan los periodos de facturación en función de la hora del día y el mes del año.

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
0:00 - 1:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
1:00 - 2:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
2:00 - 3:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
3:00 - 4:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
4:00 - 5:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
5:00 - 6:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
6:00 - 7:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
7:00 - 8:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
8:00 - 9:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
9:00 - 10:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P3	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 5.1: Periodos de facturación eléctrica durante el año [17]

Para calcular el precio horario de la energía, se tomará como referencia una fórmula utilizada por la comercializadora *Som Energia* [36], que resume los principales términos involucrados. La mayoría de los componentes se han conservado, desglosando algunos de ellos tras analizar las normativas vigentes y los datos que aporta la Red Eléctrica Española (REE).

La Ecuación 5.1 presenta la fórmula que se empleará para determinar el coste de la energía, incluyendo términos como los pagos por capacidad, las pérdidas del sistema y los costes regulados.

$$P_{Energia} = \left[\left((PHD + PHI + BS + INT + PBF + TR + SA + SPO + SD + CD + RP + FN + PC + POM + POS) \cdot (1 + PER) + FNE + FEE \right) \cdot (1 + TM) + TA \right] \cdot IEE \quad (5.1)$$

Donde:

- *PHD* (€/MWh): Precio del mercado diario de la energía. Se obtiene de OMIE.
- *PHI* (€/MWh): Precio del mercado intradiario de la energía. Se obtiene de OMIE.
- *BS* (€/MWh): Banda Secundaria. Se obtiene de REE.
- *INT* (€/MWh): Servicio de Interrumpibilidad. Se obtiene de REE.
- *PBF* (€/MWh): Restricciones técnicas Por Balance Final. Se obtiene de REE.
- *TR* (€/MWh): Regulación Terciaria. Se obtiene de REE.
- *SA* (€/MWh): Servicios Auxiliares. Se obtiene de REE.
- *SPO* (€/MWh): Servicios de Producción Obligada. Se obtiene de REE.
- *SD* (€/MWh): Servicios de Desvíos. Se obtiene de REE.
- *CD* (€/MWh): Costes de Desvíos. Se obtiene de REE.
- *RP* (€/MWh): Reservas de Potencia. Se obtiene de REE.
- *FN* (€/MWh): Fallo de nominación de las Unidades de Producción Generadora. Se obtiene de REE.
- *PC* (€/MWh): Pagos por Capacidad.
- *POM* (€/MWh): Pago al Operador del Mercado.
- *POS* (€/MWh): Pago al Operador del Sistema.
- *PER* (%): Pérdidas del sistema. Se obtiene de REE.
- *FNE* (€/MWh): Aporte al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.
- *FEE* (€/MWh): Margen de la comercializadora.
- *TM* (%): Tasa Municipal.
- *TA* (€/MWh): Pagos y peajes de acceso.
- *IEE* (%): Impuesto de la electricidad.

Debido a la cantidad de términos que componen la Ecuación 5.1, a continuación se detallarán los principales, desarrollándose el resto en el *Anexo III*. Para ello, se emplearán datos del REE (Red Eléctrica Española) y de la OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) [37], así como la normativa vigente.

■ Precio de la electricidad del Mercado Diario (PHD)

Se trata del precio horario de la energía, que se decide en transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente completo mediante subastas. Es gestionado por el Operador del Mercado (OMIE).

Las transacciones se realizan en función de la oferta y la demanda de electricidad, con el objetivo de asegurar el equilibrio entre ambas. El precio resultante es el que se utiliza en el mercado mayorista y se aplica a los consumidores que compran energía en este mercado. Además, varía en cada hora a lo largo del día, reflejando las fluctuaciones de la demanda y los costes de generación de la electricidad en cada momento.

■ Pagos por capacidad (PC)

Se refieren a los pagos realizados a los generadores de electricidad o a las instalaciones de almacenamiento que están disponibles para generar o almacenar electricidad cuando se necesita, aunque no se utilicen continuamente. Estos pagos compensan a los productores por mantener la infraestructura disponible para asegurar que haya suficiente capacidad para cubrir las demandas del sistema eléctrico en situaciones de alta demanda.

Los costes asociados por kWh consumido dependen de la tarifa seleccionada y del periodo de facturación, tal y como se muestra en la Tabla 5.1, obtenidos de la Orden TED/113/2024 [38].

Tabla 5.1: Pagos por capacidad (€/kWh) en función de la tarifa y el periodo de facturación [38].

Segmento tarifario	Término de energía de los pagos por capacidad (euros/kWh), en b.c.					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,000926	0,000154				
2	0,001251	0,000578	0,000385	0,000289	0,000289	
3	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	
4	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	
5	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	
6	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	

■ Pagos al Operador del Mercado (POM) y del Sistema (POS)

Se trata de componentes de la tarifa eléctrica destinados a cubrir los costes asociados a la gestión, operación y supervisión del sistema eléctrico y del mercado mayorista de electricidad. Sirven para garantizar que las operaciones técnicas y económicas del sistema eléctrico sean confiables y eficientes.

Los valores de estas dos variables son los siguientes:

- Pago al Operador del Mercado (OPM): **0,026280 €/MWh** (Orden TED/1484/2021) [39].
- Pago al Operador del Sistema (OPS): **0,140580 €/MWh** (Resolución de 16 de diciembre de 2021) [40].

- **Peajes y cargos de acceso (TA)**

Los peajes de acceso son los costes relacionados con el uso de la red de distribución eléctrica, incluyendo el mantenimiento y operación de las infraestructuras. Se abona una parte en concepto de transporte y distribución de la energía desde las plantas generadoras hasta los consumidores. Sus valores para el año 2024, en función del periodo de facturación y la tarifa seleccionada, se recogen en la Tabla 5.2, extraídos de la Resolución de 21 de diciembre de 2023 [41].

Tabla 5.2: Pagos por peaje de transporte y distribución (€/kWh) en función de la tarifa y el periodo de facturación [41].

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,033081	0,019184	0,000557			
3.0 TD	0,023974	0,012820	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1 TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2 TD	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
6.3 TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4 TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Los cargos de acceso son los costes del sistema eléctrico no asociados directamente con las redes, tales como las primas a las renovables, el déficit de tarifa acumulado de otros años, etc. Estos cargos financian aspectos clave que garantizan la sostenibilidad del sistema. Sus valores para el año 2024, en función del periodo de facturación y la tarifa seleccionada, se muestran en la Tabla 5.3, sacados de la Orden TED/113/2024 [38].

Tabla 5.3: Término de energía de los cargos (€/kWh) en función de la tarifa y el periodo de facturación [38].

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (euros/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,043893	0,008779	0,002195			
2	0,024469	0,018118	0,009788	0,004894	0,003137	0,001958
3	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706	0,001064
4	0,006243	0,004624	0,002497	0,001249	0,000800	0,000499
5	0,005117	0,003791	0,002047	0,001023	0,000656	0,000409
6	0,001944	0,001440	0,000778	0,000389	0,000249	0,000156

- **Impuesto de electricidad (IEE)**

Es un impuesto indirecto que se encarga de gravar tanto la potencia que se tiene como el consumo de electricidad. Se encuentra regulado en la Ley 38/1992 [42], y tienen un valor de **5,11269632 %**.

Análisis del precio de la energía para el año 2024

Empleando la fórmula para el cálculo del precio de la energía, se ha determinado el precio horario de la energía durante el año 2024 para las tarifas 6.1TD a 6.4TD. Los valores obtenidos de cada tarifa para cada mes se presentan en la Tabla 5.4. Se observa que, a medida que aumenta la potencia contratada, el precio de la energía tiende a ser más bajo.

Tabla 5.4: Precio medio mensual por tarifa en 2024

Mes del año	Precio medio Tarifa 6.1TD (€/MWh)	Precio medio Tarifa 6.2TD (€/MWh)	Precio medio Tarifa 6.3TD (€/MWh)	Precio medio Tarifa 6.4TD (€/MWh)
Enero	134,28	127,00	125,91	123,74
Febrero	92,62	87,92	87,30	85,85
Marzo	66,85	65,20	65,06	64,50
Abril	62,95	61,32	61,18	60,63
Mayo	91,44	88,16	87,88	86,91
Junio	115,68	108,98	107,97	105,97
Julio	134,80	131,83	131,59	130,71
Agosto	143,37	140,46	140,23	139,36
Septiembre	111,29	109,76	109,63	109,10
Octubre	142,39	137,57	136,93	135,44
Noviembre	166,27	159,58	158,57	156,56
Diciembre	170,21	162,08	160,86	158,42
Media	119,35	114,99	114,43	113,10

En la Figura 5.2, se muestra la tendencia del precio medio de la energía obtenido para las 4 tarifas analizadas, en el que destaca la importante bajada del precio en los meses de marzo, abril y mayo. Posteriormente, el precio experimenta un aumento durante el verano debido al mayor consumo, para luego disminuir en septiembre y octubre, y volver a ascender hacia finales de año, alcanzando los valores más altos de 2024.

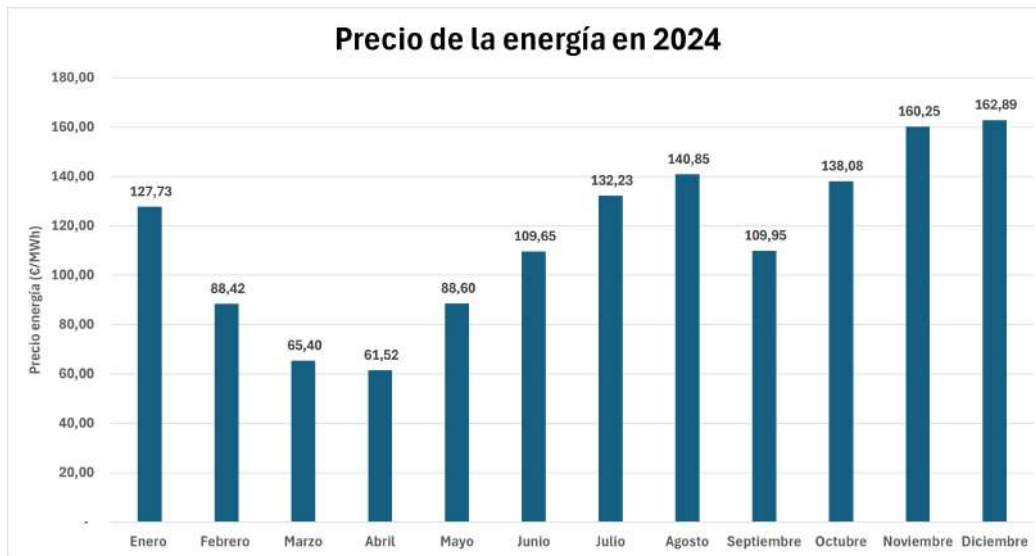


Figura 5.2: Precio de la energía medio mensual para el año 2024

Finalmente, la Figura 5.3 presenta el precio medio horario. Todas las tarifas siguen la misma tendencia, observándose que las horas con menor precio coinciden con el mediodía, siendo las horas de mayor irradiación solar.

El comportamiento descrito se corresponde con la conocida *Curva de pato* [43]. Durante las primeras horas del día, la demanda energética aumenta y, dado que la generación fotovoltaica no es suficiente para cubrirla, se recurre a fuentes de energía de origen fósil. A lo largo del día, a medida que las renovables aumentan su producción, la demanda neta disminuye, lo que reduce significativamente la necesidad de emplear combustibles fósiles.

Sin embargo, al llegar las últimas horas de la tarde, cuando la producción renovable disminuye y las familias vuelven a sus casas, se produce un importante aumento en la demanda energética. Esto provoca que sea necesario el uso de energías de origen fósil para poder cubrir toda la demanda, volviendo a producirse un aumento en el precio de la energía.

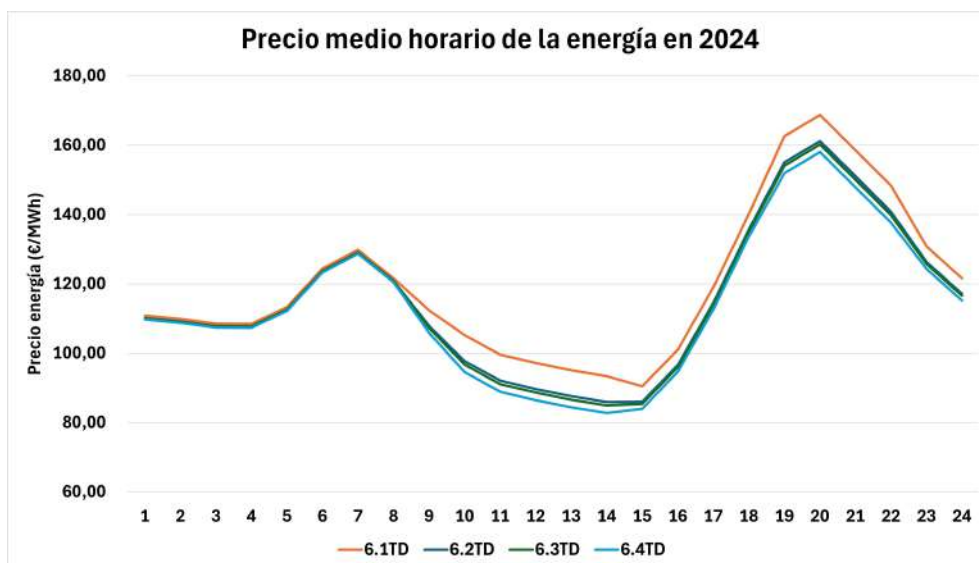


Figura 5.3: Precio de la energía medio horario en 2024 por tarifa

Precio de la compensación de excedentes

Los sistemas de generación de electricidad acogidos al mecanismo de compensación simplificada según el RD 244/2019 (con una potencia nominal inferior a los 100 kW), recibirán el importe por kWh según el precio fijado por OMIE (que se corresponde con el PHD de la Ecuación 5.1), tal y como establece la comercializadora *Som Energia* [36].

Para las grandes instalaciones, generalmente se aplica un precio medio para la compensación de excedentes. Considerando el precio del mercado diario (PHD) de las cuatro tarifas analizadas, se obtiene un valor de **0,0693 €/kWh**.

5.1.2. Datos climáticos y de generación fotovoltaica

Otro aspecto relevante a tratar son los datos climáticos utilizados para calcular la producción fotovoltaica de los diferentes sistemas que se analizarán. Tal y como se indicó en el Apartado 2.2.3, el consumo industrial puede considerarse independiente de las zonas climáticas donde se localice la industria. Sin embargo, no ocurre lo mismo con la generación, que depende de factores como la latitud, la irradiación incidente, etc.

Con el objetivo de ampliar el estudio y hacerlo más detallado, se analizarán los resultados para diferentes ubicaciones dentro de España, permitiendo evaluar cómo afectan las condiciones climáticas de cada lugar a la producción y, por tanto, a los resultados económicos y energéticos. Para ello, se utilizarán las zonas climáticas definidas en el Código Técnico de la Edificación (CTE) [44], las cuales se muestran en la Figura 5.4.



Figura 5.4: Zonas climáticas en España [45]

Para cada una de las cinco zonas climáticas se ha seleccionado una ciudad representativa. Los municipios escogidos para el análisis llevado a cabo son los siguientes:

- Zona A: Málaga ($36,720^{\circ}\text{N}$, $4,4201^{\circ}\text{O}$).
- Zona B: Valencia ($39,474^{\circ}\text{N}$, $0,380^{\circ}\text{O}$).
- Zona C: Bilbao ($43,263^{\circ}\text{N}$, $2,925^{\circ}\text{O}$).

- Zona D: Madrid (40,416°N, 3,703°O).
- Zona E: León (42,600°N, 5,570°O).

Con las coordenadas mencionadas anteriormente, se puede calcular la generación fotovoltaica en cada una de las ubicaciones utilizando el software PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) [46]. Este programa permite simular la producción energética anual de un sistema fotovoltaico de varios lugares del mundo. En la Figura 5.5 se puede observar la interfaz de este software:

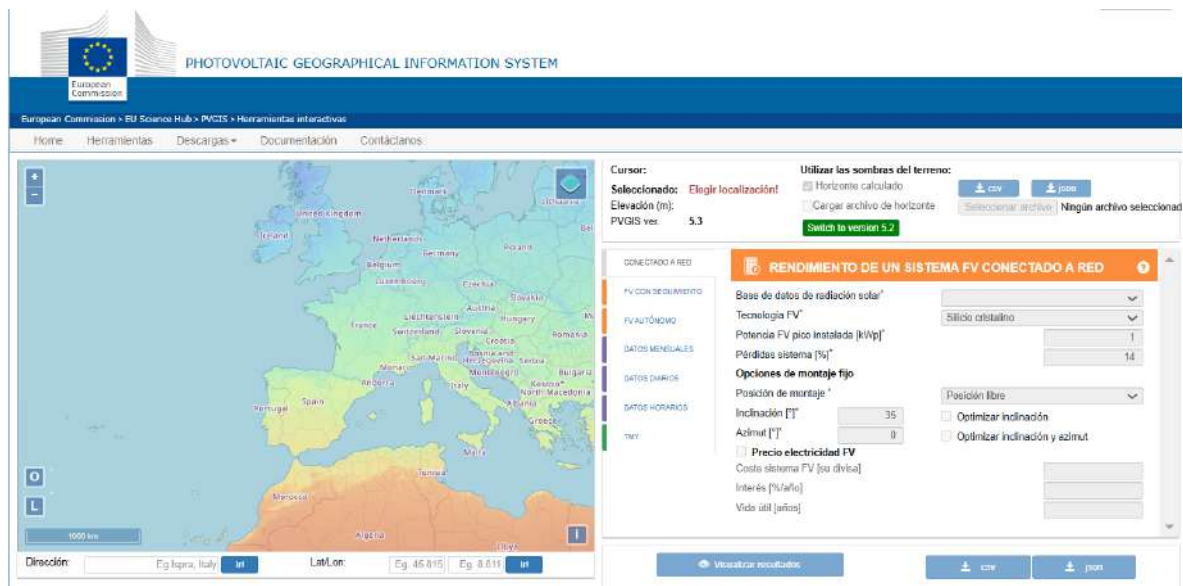


Figura 5.5: Interfaz PVGIS para el cálculo de la producción fotovoltaica [46]

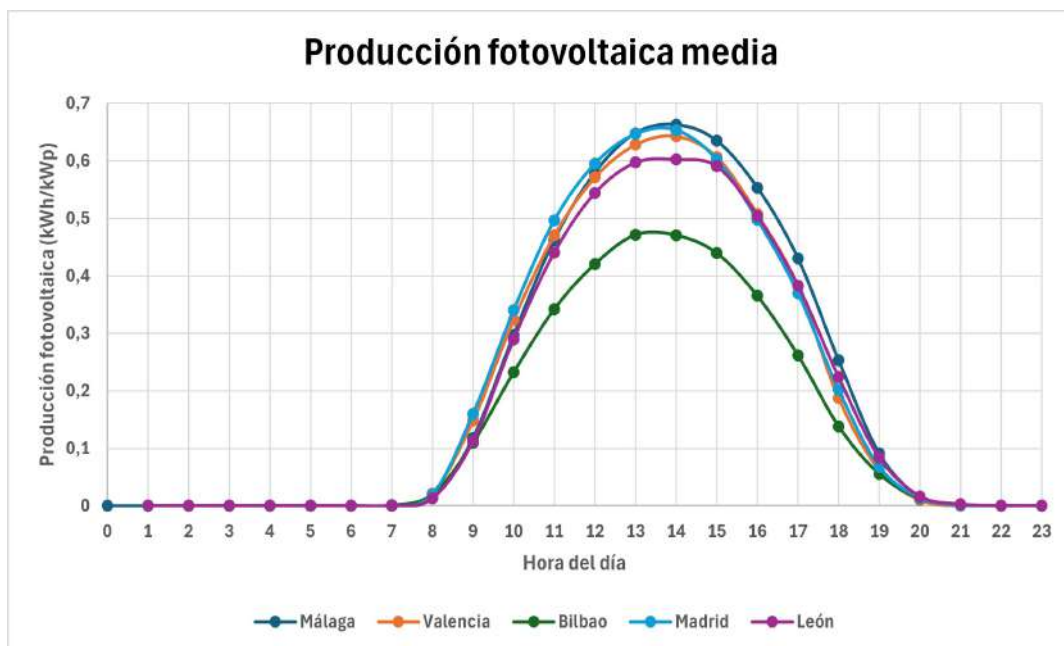
Para ello, PVGIS optimiza automáticamente la inclinación de los módulos solares para maximizar la generación energética. En este caso, los cálculos se han realizado para una orientación sur (azimut de 0°) en todas las ciudades. Los resultados se han generado con resolución horaria para cada una de las ciudades, tomando como referencia un sistema de 1 kWp. Esto permite extrapolar la generación fotovoltaica correspondiente a cada una de las instalaciones.

Por defecto, PVGIS impone unas pérdidas en el sistema del 14%. La *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), perteneciente al Departamento de Energía de los Estados Unidos, posee una herramienta similar a PVGIS, denominada *PVWatts Calculator* [47], en la que también se propone unas pérdidas del 14%, desglosándose tal y como se recogen en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5: Desglose de las pérdidas de los sistemas para los cálculos fotovoltaicos [47]

Categoría	Porcentaje de pérdidas
Pérdidas por suciedad	2 %
Pérdidas por sombreado	3 %
Pérdidas por diferencias de tensión	2 %
Pérdidas a través del cableado	2 %
Pérdidas por conexiones	0,5 %
Pérdidas por degradación inducida por luz	1,5 %
Diferencia entre la potencia real y la del fabricante	1 %
Pérdidas por mantenimiento o interrupciones de red	3 %

En la Figura 5.6 se muestra la generación fotovoltaica diaria media obtenida por kWp instalado en las diferentes ciudades en las que se va a realizar el estudio. En ellas, se aprecia como se alcanza el valor más alto, en promedio, a las 14 horas del mediodía, comenzando la producción energética a las 8 de la mañana y finalizando a las 20 horas de la tarde (estas horas presentan valores muy pequeños, ya que no en todas las épocas del año es de día en estos tramos horarios). En cuanto a la producción, la ciudad con mayor generación es la de Málaga, seguido de Madrid, Valencia y León. En última posición, con un 30 % de producción menos que Málaga, se encuentra Bilbao.

**Figura 5.6:** Producción fotovoltaica promedio en las zonas geográficas [46]

5.1.3. Equipos que componen los sistemas fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía están compuestos por diversos elementos que permiten su funcionamiento. Es necesario llevar a cabo un análisis detallado de cada componente y de sus precios, ya que estos aspectos influyen directamente

en varios de los parámetros que se van a estudiar. A continuación, se presenta un análisis de cada uno de los elementos principales:

Módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son los encargados de captar la energía solar y convertirla en electricidad en forma de corriente continua. Están formados por celdas fotovoltaicas que, por lo general, se fabrican con materiales semiconductores como el silicio. Su capacidad de generación está influenciada por factores como la irradiación solar, la orientación, la inclinación y temperatura ambiente.

Como ejemplo, se ha seleccionado un módulo fotovoltaico de la marca **JA SOLAR** modelo **JAM72S20** de 450 Wp de potencia [48]. Las principales características de este módulo se encuentran en su ficha técnica, la cual se adjunta en el *Anexo IV*. De dicho documento se puede extraer información relevante, como es su vida útil (25 años), que será el periodo considerado para el estudio de los sistemas fotovoltaicos, y la degradación del módulo con el tiempo, con una pérdida anual del 0,55 % con respecto a su potencia inicial. Ambos datos serán tenidos en cuenta en los cálculos correspondientes. En la Figura 5.7, se presenta un gráfico que ilustra la degradación anual de este modelo de panel fotovoltaico.

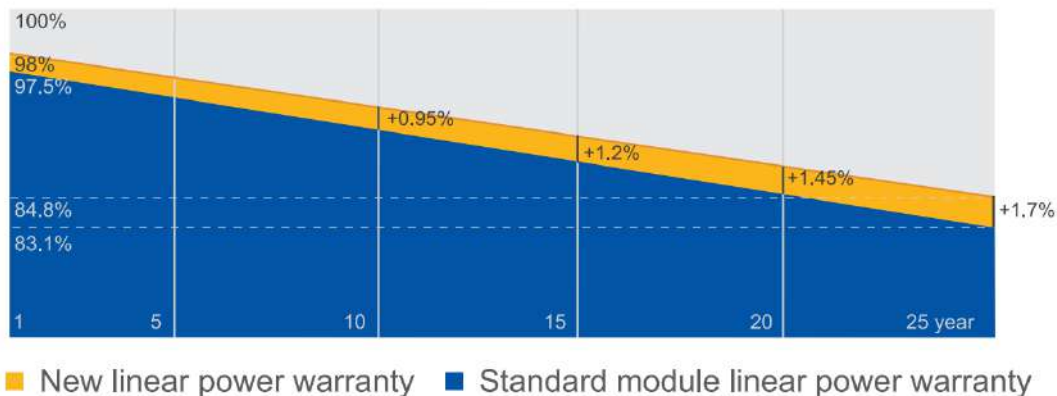


Figura 5.7: Degradación fotovoltaica del módulo seleccionado [48]

Además, es necesario considerar otros aspectos, como la orientación o el anclaje. Tal y como se detalla en el Apartado 5.1.2, la orientación elegida es hacia el sur (azimut de 0°), mientras que la inclinación se determinará en función de la que permita producir la mayor cantidad de energía. Respecto a los sistemas de sujeción, existen opciones tanto para las instalaciones en tejado como en el suelo. A modo de ejemplo, se adjunta una ficha técnica de unos sistemas de soporte de la marca *Sunfer* [49] en el *Anexo IV* y se añade una imagen en la Figura 5.8.



Figura 5.8: Soporte ejemplo para la sujeción de los módulos [49]

El precio de los módulos se incluye junto con el de los inversores y la instalación completa de todos los equipos en función de la potencia instalada. Este análisis se llevará a cabo y se presentará una vez se hayan expuesto el resto de componentes del sistema.

Inversor

El inversor es un componente fundamental en los sistemas de energía solar, ya que se encarga de transformar la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, con las mismas características que la de red (tensión y frecuencia). Este proceso es esencial para garantizar que la energía generada pueda ser utilizada por los dispositivos eléctricos o que pueda ser inyectada en la red de distribución.

En primer lugar, es necesario determinar si el inversor será monofásico o trifásico. De acuerdo con el RD 1699/2011 [23], para sistemas con potencias superiores a 15 kW, la conexión de la instalación a la red será trifásica con un desequilibrio entre fases inferior a 5 kW. Por otro lado, es necesario que se cumplan las especificaciones técnicas requeridas en la ficha técnica del equipo (tensión e intensidad máximas por entrada, potencia máxima de los módulos conectada, etc.).

Además, se ha de seleccionar la tecnología de inversores que se instalarán en el sistema fotovoltaico. Dado que estos sistemas podrán incorporar baterías, es fundamental que el equipo seleccionado sea capaz de gestionar los dispositivos de almacenamiento de energía. A estos inversores se denominan híbridos, ya que combinan la conversión de energía fotovoltaica con la gestión de carga y descarga de las baterías. Un ejemplo de equipo es el *GoodWe ETC Hybrid Inverter* de 100 kW de potencia, diseñado para trabajar con baterías externas. La ficha técnica de este equipo se adjunta en el *Anexo IV*.

Por último, las pérdidas tipo que producen los inversores han sido consideradas al estimar la generación fotovoltaica en todas las ubicaciones. Asimismo, el precio de este equipo será analizado junto con el de los módulos y el resto de componentes de la instalación.

Baterías

Las baterías se encargan de almacenar la electricidad generada por los módulos solares durante las horas en las que la producción supera al consumo. Su función principal es asegurar el suministro de energía en momentos de baja o nula generación, como durante la

noche o en días con escasa irradiación solar. Además, contribuyen a disminuir la demanda de energía de la red eléctrica, incrementando la autosuficiencia de la autosuficiencia. Estos equipos son realmente relevantes en sistemas con potencias superiores a 100 kW, donde las instalaciones se diseñan sin inyección a la red.

Entre las diferentes tecnologías de baterías, se seleccionan las de litio debido a su elevada densidad energética, una vida útil más larga (hasta 5.000 ciclos) y una mayor eficiencia en los procesos de carga y descarga. Además, requieren un mantenimiento mínimo, son mas compactas y ligeras, y ofrecen una mejor integración con los sistemas de gestión actuales.

Para este caso, se ha seleccionado la batería de ion-litio marca *Sandi* modelo *SPVLI* de 100 kWh de capacidad [50]. La ficha técnica del equipo se incluye en el *Anexo IV*, y sus principales características se presentan en la Tabla 5.6. Estos valores serán utilizados para dimensionar y analizar las diferentes instalaciones. En caso de que los sistemas incluyan almacenamiento, el incremento de capacidad se definirá en saltos de 100 kWh. Asimismo, se incorporan datos sobre los ciclos de vida en función de la profundidad de descarga (DOD), un parámetro fundamental para determinar el momento en el que será necesario realizar la reposición de las baterías durante la vida útil de la instalación fotovoltaica.

Tabla 5.6: Características técnicas del modelo de baterías seleccionado [50]

Modelo	SPVLI-100KWH
Tipo de célula	LiFePO4
Capacidad nominal	100,8 kWh
Capacidad de descarga	200 Ah
Tensión nominal	499,2 V
Ciclos de vida	5000@50 %DOD, 3000@75 %DOD, 2000@100 %DOD

Por último, se muestra una imagen de la batería seleccionada en la Figura 5.9, sacada de la ficha técnica del equipo.



Figura 5.9: Modelo de batería seleccionada para el estudio [50]

Sistema antivertido

Los sistemas antivertido son esenciales para evitar la inyección de excedentes de energía generados por instalaciones fotovoltaicas a la red eléctrica, especialmente en configuraciones de más de 100 kW. Su función principal es controlar el inversor, ajustando la potencia de salida en función de la producción y el consumo en tiempo real. Cuando se detecta que la generación supera la demanda, el sistema hace que el inversor reduzca la potencia, generalmente modificando el punto de máxima potencia de los módulos. En casos más críticos, el sistema puede limitar la corriente de tensión de entrada al inversor o incluso desconectar temporalmente uno o varios de los strings de los módulos.

Además, como se indica en el RD 244/2019 [29], es obligatorio que las instalaciones con inyección cero cuenten con un dispositivo antivertido que dispongan de una certificación de algún laboratorio acreditado según la UNE-EN ISO/IEC 17025. Un ejemplo de este tipo de equipos es el *CcMaster ComBox* de la empresa *Enerclie* [51], cuya ficha técnica se incluye en el *Anexo IV*. Este dispositivo mide tanto la generación como el consumo energético para limitar la generación de forma eficiente y evitar la inyección de energía a red.

Por último, se añade en la Figura 5.10 una imagen del dispositivo antivertido seleccionado como ejemplo:



Figura 5.10: Modelo ejemplo de dispositivo antivertido [51]

Precios de instalación y mantenimiento

Una vez presentados los principales equipos que componen las instalaciones, los modelos de ejemplo y el funcionamiento de cada uno de ellos, es necesario definir el precio de cada componente. Como se indicó previamente, se ha optado por dividir los costes en dos categorías: el precio de la instalación de los módulos fotovoltaicos y el inversor por un lado y el de las baterías por otro.

En el ámbito profesional, las empresas suelen trabajar con tarifas previamente estudiadas que varían en función de la potencia fotovoltaica instalada (kWp), pudiendo elaborar presupuestos de manera rápida. Usando este enfoque, se ha definido un precio de referencia por kWp instalado, que incluye todos los conceptos necesarios para la operatividad completa de la instalación: proyecto técnico, ejecución, legalización, inspecciones por Organismo

de Control Autorizado (OCA), etc.

Para realizar un análisis detallado, se ha establecido un modelo lineal que permite extrapolar los precios para diferentes valores de potencia instalada. En la Figura 5.11, se presenta la evolución del precio en función de la potencia pico, donde se aprecia que al principio los costes unitarios son elevados y disminuyen progresivamente hasta un valor prácticamente constante, superior a los 500 €/kWp. Además, se muestra el precio del mantenimiento anual en función de la potencia instalada, el cual crece linealmente al aumentar el tamaño del campo fotovoltaico.

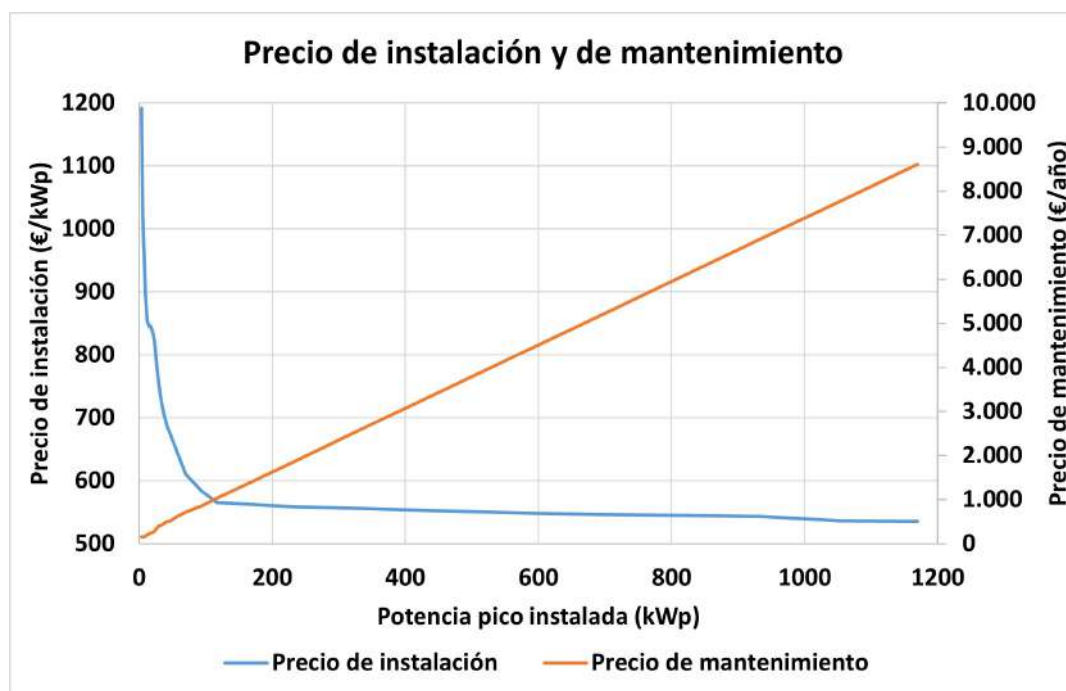


Figura 5.11: Precio de la instalación fotovoltaica y del mantenimiento en función de la potencia instalada

Por otro lado, se determina el precio de las baterías, considerando que existen instalaciones tanto con almacenamiento como sin él. Para ello, se han seguido los siguientes pasos:

1. Se ha solicitado cotización de la batería de 100 kWh marca *Sandi* modelo *SPVLI-100*. A partir del precio obtenido (12.671 €), se calcula el precio por kWh de capacidad.
2. Se estiman los precios correspondientes a la mano de obra y a los costes complementarios de la instalación. Estos últimos se calculan como el 2% del presupuesto total, obteniéndose estos valores del Generador de Precios [52].
3. Se aplica un porcentaje destinado a los Gastos Generales (13%) [53], así como un 10% de Beneficio Industrial, que coincide con el porcentaje usado para el cálculo del VAN y es la tasa de interés esperada.

A continuación, se muestra el cálculo realizado, en el que se puede apreciar que el coste total de suministro e instalación de las baterías es de **169,65 €/kWh**.

Código	Cap	Descripción	Rendimiento	Precio unitario	Importe
1	1	Materiales			
		Batería de Ion_Litio Sandi SPVLI-100 de 100 kWh. Precio por kWh	1,000	126,71 €	126,71 €
			Subtotal materiales:		126,71 €
2	2	Mano de obra			
		Oficial 1ª instalador de redes y equipos de detección y seguridad.	0,200	22,74 €	4,55 €
		Ayudante instalador de redes y equipos de detección y seguridad.	0,200	20,98 €	4,20 €
			Subtotal mano de obra:		8,75 €
3	3	Costes directos complementarios			
		Costes directos complementarios	2,000	135,46 €	2,71 €
			Costes directos (1+2+3):		138,17 €
	4	Gastos generales y beneficio industrial			
		Gastos generales	0,130	138,17 €	17,96 €
		Beneficio industrial	0,100	138,17 €	13,82 €
			Subtotal GG y BI		31,78 €
			Precio total por kWh (1+2+3+4):		169,95 €

Por último, se establece el precio de mantenimiento de las baterías, que asciende a un valor de **11,609 €/kWh** [52].

5.2. Modelado de la instalación fotovoltaica con y sin almacenamiento

En este apartado, se analiza el desarrollo del programa diseñado para realizar los cálculos relacionados con las diferentes instalaciones que se pretenden estudiar. Este programa permite evaluar todos los parámetros energéticos y económicos de los diversos sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento para todas las curvas de carga previstas. Se presenta la metodología de cálculo empleada y el procesamiento de los datos necesarios que permiten llegar a los resultados buscados.

El programa está estructurado en tres partes principales:

1. Datos de entrada.
2. Cálculo de las instalaciones.
3. Generación de resultados.

En los subapartados siguientes, se profundizará en cada uno de los componentes anteriores para detallar cómo se ha realizado el análisis de la información y el tratamiento de los datos.

5.2.1. Datos de partida

En primer lugar, el programa solicita los datos de entrada necesarios para realizar los cálculos correspondientes y modelar la instalación completa. Dichos datos incluyen:

1. **Tarifa eléctrica:** Se especifica la tarifa aplicable para el análisis de los resultados (6.1TD a 6.4TD). A partir de esta información, se calcula la potencia pico y el consumo medio total asociados a las diferentes curvas de consumo.

2. **Zona geográfica:** Se indica la región para obtener los datos climáticos y de generación fotovoltaica (5 zonas en total).
3. **Curvas de consumo:** Se introducen las curvas de consumo que se pretenden analizar. El programa procesa automáticamente esta información, generando los vectores con las dimensiones adecuadas, lo que le permite ajustarse a cada conjunto de datos. Los perfiles de demanda se normalizan utilizando la Ecuación 2.2 o la Ecuación 2.3, y se ajustan multiplicándolas por la potencia pico o el consumo total en función del método de cálculo y de la tarifa seleccionados.
4. **Precio de la energía:** Una vez seleccionada la tarifa, se proporciona el precio horario de la energía.
5. **Resto de parámetros:** Precio de la instalación y mantenimiento de la fotovoltaica (€/kWp), de la instalación y mantenimiento de las baterías (€/kWh) y de la compensación de excedentes (€/kWh), así como el porcentaje de la degradación fotovoltaica y los años de estudio de las diferentes configuraciones.

Por último, quedan por definir los tamaños de los vectores asociados a las potencias de las instalaciones fotovoltaicas y a las capacidades de las baterías que se analizarán. Dado que las potencias pico varían según la tarifa seleccionada, no es posible aplicar la misma resolución para todos los casos. Por este motivo, se emplea el siguiente criterio para definir la escala de las potencias y de las capacidades, así como los máximos de cada una de las variables.

- **Dimensionamiento de la potencia fotovoltaica:** Se analizan los perfiles de demanda disponibles y se identifica aquella curva con mayor consumo. A partir de este valor, se selecciona la potencia fotovoltaica necesaria para satisfacer dicho consumo máximo. En el caso de la tarifa 6.1TD, la sensibilidad de análisis es de 10 kW, mientras que para tarifas superiores, el salto es de 200 kW.
- **Dimensionamiento de las capacidades de las baterías:** Se realiza un estudio del consumo nocturno de las instalaciones, calculando el promedio del consumo durante las horas en las que no hay generación. Con este dato, se dimensiona la capacidad de las baterías para garantizar que cubran el consumo durante una noche en la instalación con mayor demanda. Para la tarifa 6.1TD, los incrementos en la capacidad son de 100 kWh; para la 6.2TD, de 200 kWh; para la 6.3TD, de 500 kWh; y para la 6.4TD, de 1.000 kWh.

5.2.2. Cálculo de las instalaciones

En este apartado, se exponen el método de cálculo, el proceso de dimensionado y la lógica aplicada al análisis de las diferentes instalaciones. Además, se divide en dos secciones: análisis sin baterías y análisis con baterías.

Análisis sin baterías

El cálculo de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías se realiza de forma sencilla, sirviendo como base para el cálculo en sistemas con baterías. El proceso consiste en realizar

un balance energético horario, evaluando si el consumo es mayor o menor que la producción de energía. En caso de que sea superior, la industria emplearía energía de la red, mientras que en caso contrario, la demanda se cubre completamente con la generación, pudiendo sobrar energía que podrá ser vertida si la modalidad de conexión lo permite. Toda la información se guardará en diferentes vectores.

En la Figura 5.12, se adjunta un diagrama de flujo que muestra la lógica seguida para realizar el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías:

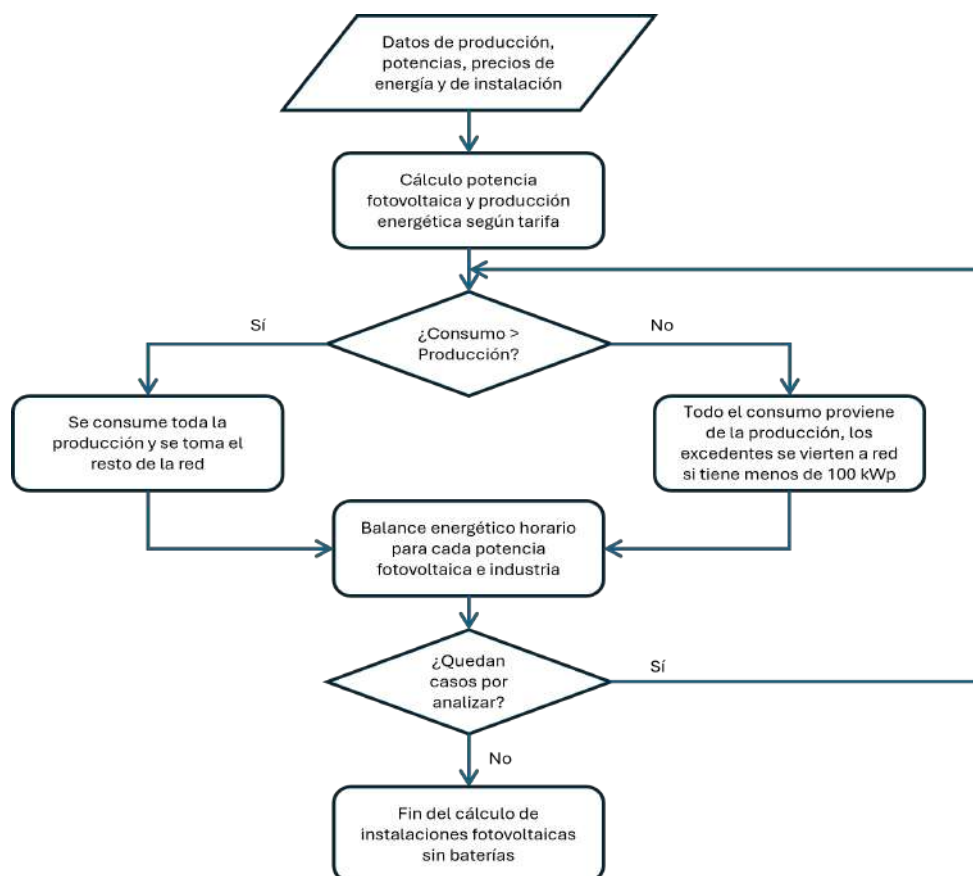


Figura 5.12: Lógica seguida para el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías

Análisis con baterías

Antes de iniciar el análisis con baterías, es necesario definir la **profundidad de descarga de las baterías (DOD)**, ya que constituye un parámetro esencial para el cálculo de las distintas configuraciones estudiadas. En la Tabla 5.6 se presentan los datos correspondientes al número de ciclos que las baterías pueden soportar en función de la profundidad de descarga (50 %, 75 % y 100 %).

Someter a las baterías de ion-litio a una profundidad de descarga del 100 % resulta contraproducente, ya que acelera su degradación de forma significativa. Una descarga completa puede dañar las celdas internas, disminuyendo progresivamente la capacidad de la batería para almacenar energía y reduciendo su vida útil. Por este motivo, se descarta este nivel de descarga, quedando por seleccionar cuál de los dos valores restantes será el empleado

en el estudio.

En primer lugar, es necesario determinar el modelo que describe la evolución de la capacidad restante de las baterías en función de la profundidad de descarga y el número de ciclos. Es importante considerar que, cuando la capacidad restante alcanza el 70 % de su capacidad inicial, se procede a reemplazar las baterías. Por tanto, se asume que el número máximo de ciclos de las baterías está asociado a este porcentaje de degradación. Suponiendo una degradación lineal, se puede observar en la Figura 5.13 como disminuye la capacidad de la batería en relación con la profundidad de descarga y el número de ciclos, considerando los tres valores indicados en la ficha técnica.

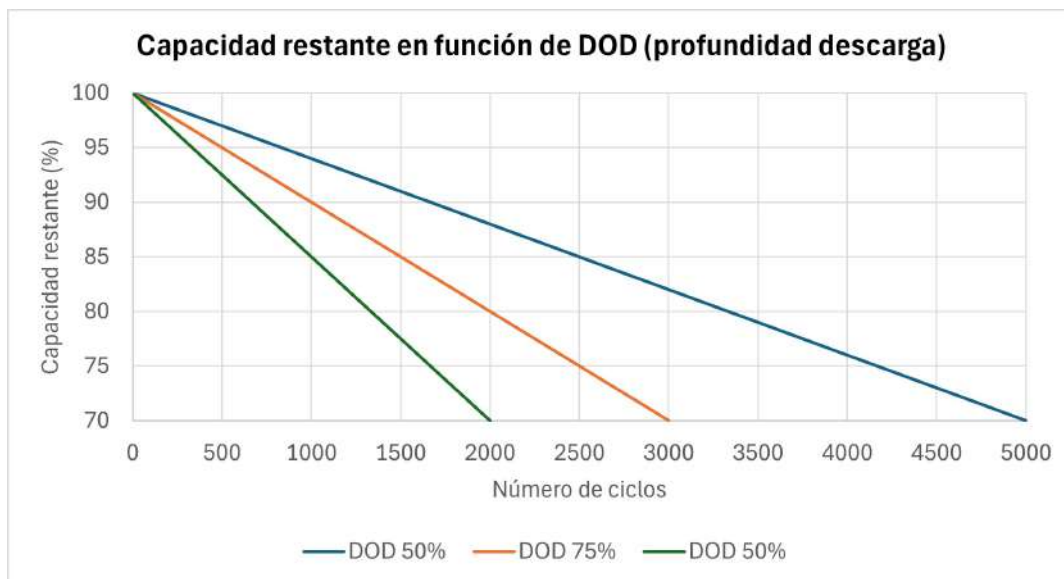


Figura 5.13: Capacidad restante de la batería en función de la profundidad de descarga aplicada [50]

En la Ecuación 5.2, se muestra la expresión empleada para calcular la capacidad restante de la batería en función del número de ciclos y de la profundidad de descarga aplicada:

$$C_{\text{restante}} = 100 - (100 - C_{\text{final}}) \cdot \frac{n_{\text{ciclos}}}{n_{\text{ciclos}70}} \quad (5.2)$$

Donde:

- C_{restante} (%): Porcentaje de capacidad restante de la batería.
- C_{final} (%): Porcentaje de capacidad final de la batería a la que se realiza la reposición (70 %).
- n_{ciclos} : Número de ciclos realizados por la batería desde su instalación.
- $n_{\text{ciclos}70}$: Número de ciclos realizados por la batería cuando se alcanza el 70 % de la capacidad restante, que depende de la profundidad de descarga aplicada.

Para cada año de simulación se calcula el número de ciclos realizados por la batería para diferentes potencias de campo fotovoltaica, así como su capacidad restante. En la

Figura 5.14 se representa el número de ciclos realizados anualmente para una profundidad de descarga del 75 %, destacando que, al alcanzar el límite de ciclos establecidos (3000 ciclos), las baterías son reemplazadas y el conteo se reinicia desde cero.

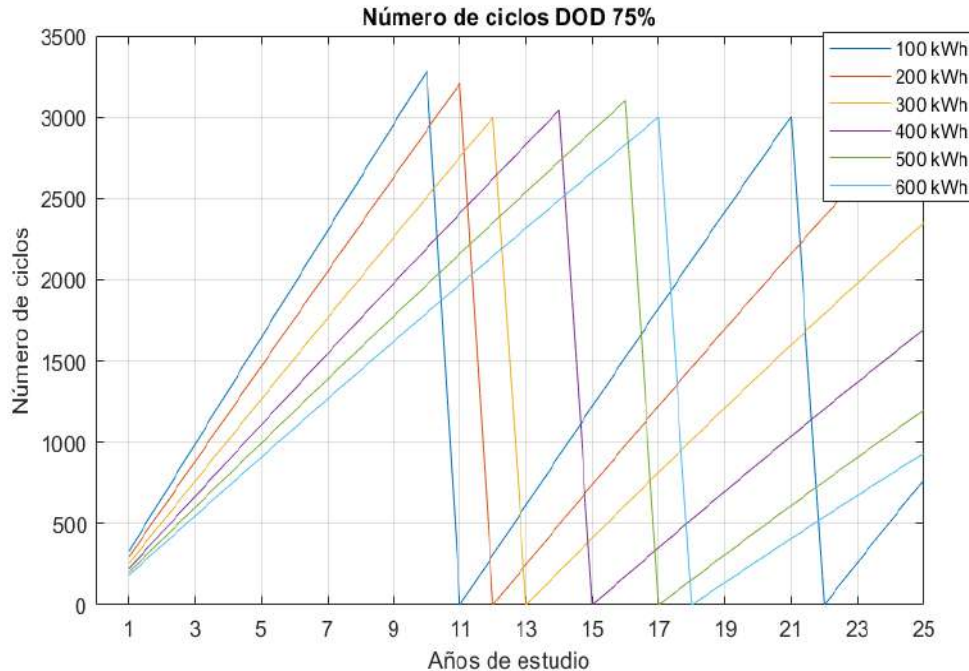


Figura 5.14: Número de ciclos para diferentes capacidades de batería

Para determinar el porcentaje óptimo de profundidad de descarga que se debe aplicar a la batería, se han realizado varias simulaciones empleando el programa que se ha desarrollado. Estas simulaciones consideran tanto los índices energéticos como económicos, y se abordan una amplia variedad de casos, tarifas eléctricas, profundidades de descarga, capacidades de baterías y potencias fotovoltaicas. Dada la gran cantidad de escenarios posibles, se seleccionan seis curvas representativas que resumen los diferentes perfiles tipo considerados como ejemplos en el estudio. Dichas curvas se enumeran a continuación:

1. **Curva tipo Día Descendente:** Industria 1.
2. **Curva tipo Día:** Industria 2.
3. **Curva tipo Mañana:** Industria 9.
4. **Curva tipo Tarde:** Industria 14.
5. **Curva tipo Noche:** Industria 17.
6. **Curva tipo Constante:** Industria 19.

Para cada una de las curvas seleccionadas, se calculan los diferentes valores de los diferentes índices (VAN, LCOE, Payback, autosuficiencia) empleando la adimensionalización mediante la potencia pico, buscando localizar el valor óptimo para cada uno de ellos. A modo de ejemplo, se presentan los resultados obtenidos para dos curvas simuladas con las

tarifas 6.1TD y 6.4TD en la ciudad de Málaga. El resto de los valores obtenidos se detallan en el *Anexo V*.

En las Figuras 5.15 y 5.16, se observa que los indicadores económicos y energéticos son mejores para una profundidad de descarga del 75 %, exceptuando el periodo de retorno, que resulta ligeramente superior al de la capacidad de descarga del 50 %. Por tanto, en vista a los resultados obtenidos, el estudio completo se llevará a cabo con un **DOD del 75 %**.

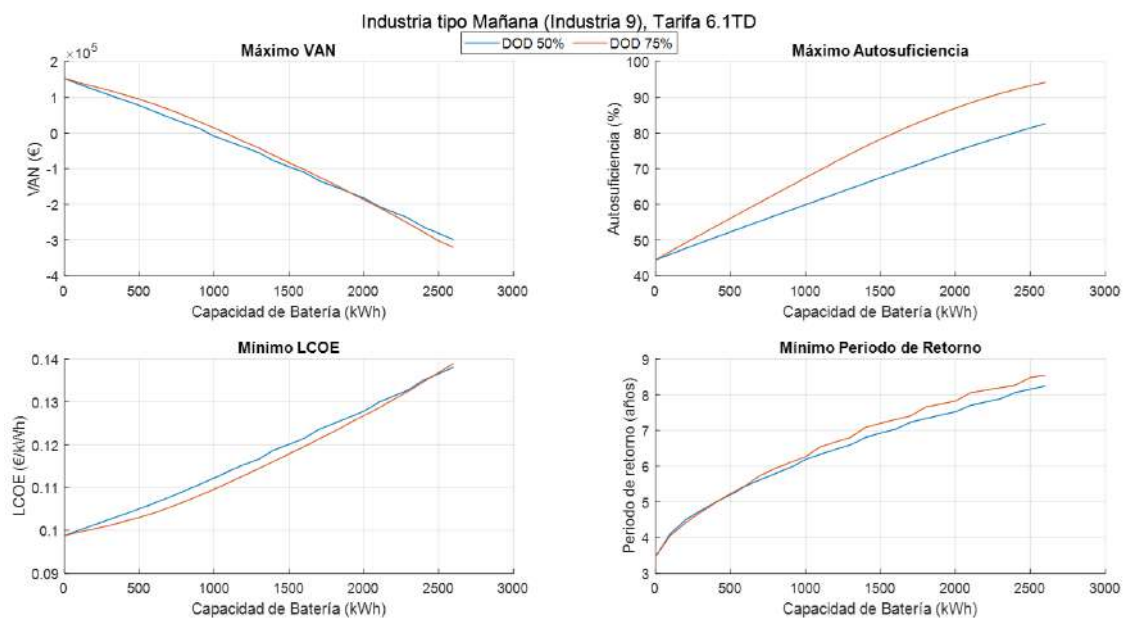


Figura 5.15: Resultados obtenidos para la Industria 9 simulada para la Tarifa 6.1TD

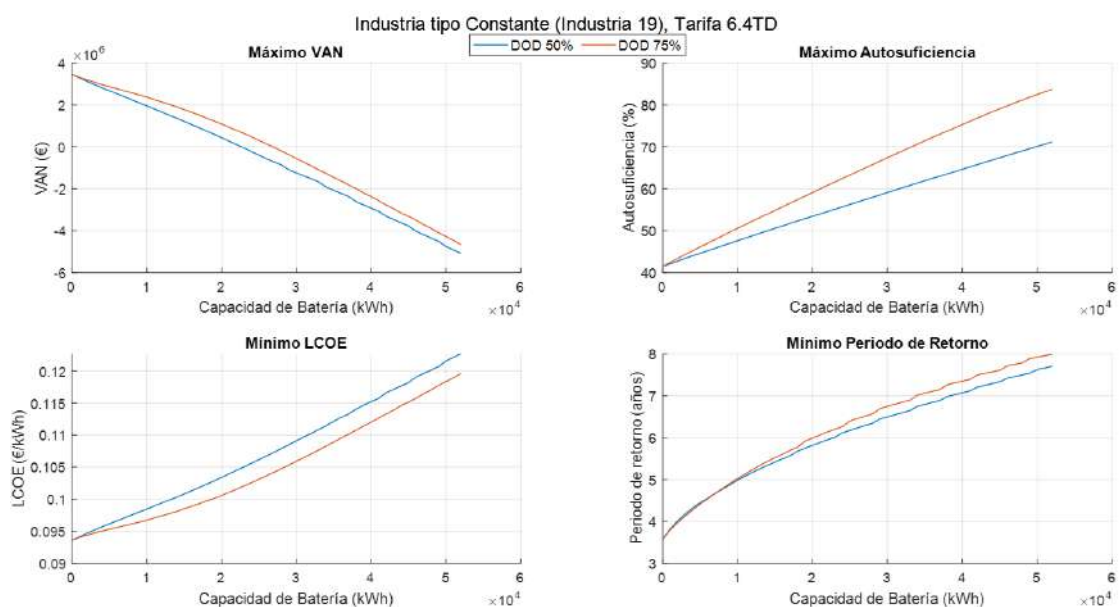


Figura 5.16: Resultados obtenidos para la Industria 19 simulada para la Tarifa 6.4TD

A continuación, se elaborará un **análisis de las instalaciones con baterías**. Su

cálculo se determina empleando como base el estudio sin baterías, y se amplía para incluir la interacción entre generación, consumo y almacenamiento energético. Para ello, se desarrollan varios bucles iterativos que permiten evaluar todos los parámetros que se quieren analizar, considerando además:

- **Duración de la instalación:** Analizando el rendimiento a lo largo de los años de vida útil proyectada.
- **Diversidad de configuraciones:** Variaciones en las potencias de los campos fotovoltaicos y capacidades de los sistemas de baterías.
- **Escenarios industriales:** Número de industrias o instalaciones específicas que se pretenden analizar.

El cálculo emplea como base la variable SOC, que se define como el estado de carga de la batería en cada hora del año. El análisis energético se divide, al igual que en el caso sin baterías, en dos escenarios principales:

- **Producción > Consumo:** En este caso, la energía generada es suficiente para cubrir la demanda de la instalación. Si las baterías aún tienen capacidad disponible, el excedente de energía se almacena. La Ecuación 5.3 es la empleada en el cálculo del estado de carga de la batería en esta casuística:

$$SOC_n = \text{mín} \left(SOC_{n-1} + \text{mín} \left((Gen_{fv} - Consumo), P_{carga\ bat} \right), C_{bat} \right) \quad (5.3)$$

Donde:

- SOC_n (kWh): Porcentaje de carga de la batería en la hora actual.
- SOC_{n-1} (kWh): Porcentaje de carga de la batería en la hora anterior.
- Gen_{fv} (kWh): Generación fotovoltaica.
- P_{carga} (kWh): Carga de la batería máxima en una hora.
- C_{bat} (kWh): Capacidad máxima de la batería que tiene en cuenta la degradación por su uso.

El SOC de la batería se define como el valor mínimo entre dos factores: por un lado, la capacidad de la batería, que representa el estado de carga completa, y por otro lado, el valor mínimo entre la carga de la batería máxima en una hora y la energía disponible que excede el consumo, es decir, la energía sobrante generada por el sistema. De esta forma, se garantiza que la batería no excede su capacidad máxima de carga y que solo se utilice la energía disponible para su almacenamiento sin sobrepasar los límites establecidos.

- **Consumo > Producción:** En esta casuística, es necesario tomar parte de la energía de las baterías para cubrir la demanda energética (siempre que haya energía almacenada), o tomarla de la red para poder satisfacer la demanda. La Ecuación 5.4 se utiliza para el cálculo de la carga de la batería cuando ocurre esta situación:

$$SOC_n = \max \left(SOC_{n-1} - \min \left((Consumo - Gen_{fv}), P_{carga\ bat} \right), C_{bat} \cdot (1 - DOD_n) \right) \quad (5.4)$$

Donde:

- SOC_n (kWh): Porcentaje de carga de la batería en la hora actual.
- SOC_{n-1} (kWh): Porcentaje de carga de la batería en la hora anterior.
- Gen_{fv} (kWh): Generación fotovoltaica.
- P_{carga} (kWh): Carga de la batería máxima en una hora.
- C_{bat} (kWh): Capacidad máxima de la batería que tiene en cuenta la degradación por su uso.
- DOD_n (%): Profundidad de descarga de la batería, que tiene en cuenta su degradación por el uso.

El SOC se define como el mayor valor entre dos términos: el estado de carga previo ajustado por la energía neta consumida (diferencia entre el consumo y la generación fotovoltaica, limitada por la capacidad máxima de carga de la batería), y la energía mínima de reserva que depende de la capacidad mínima de la batería. Este modelo garantiza que la batería no se descargue más allá del nivel mínimo establecido.

Para comprobar el funcionamiento del programa, se genera la Figura 5.17 que simula el balance energético en un intervalo horario. En ella se representan el consumo, la generación fotovoltaica, el estado de carga y la carga o descarga de la batería. Se aprecia que el SOC se mantiene en el nivel mínimo definido cuando la batería está descargada, y cuando se carga, alcanza su límite máximo, evitando exceder los valores establecidos tanto en carga como en descarga.

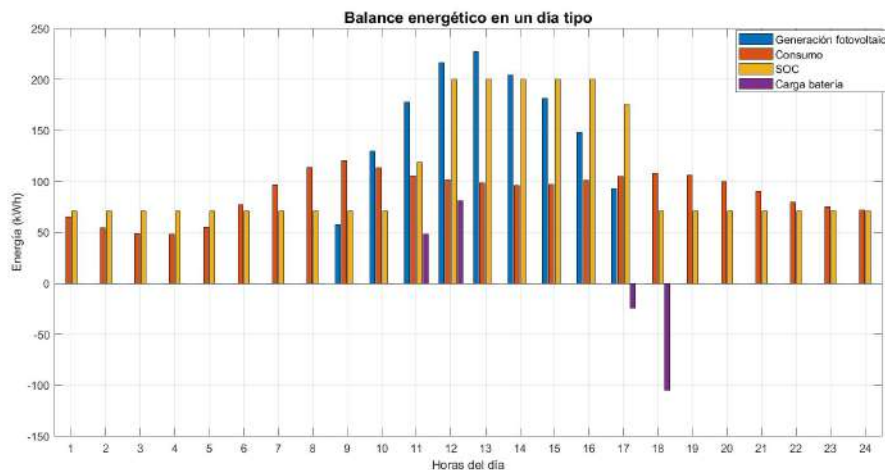


Figura 5.17: Balance energético de un día tipo de la instalación con baterías

A partir del estado de carga definido de forma horaria para cada sistema fotovoltaico analizado, se lleva a cabo un balance energético que permite calcular la energía cubierta, la

energía demandada de la red y la energía excedente. Con estos datos, se realiza un estudio económico que estima los ahorros generados anualmente. Posteriormente, se determinan los indicadores energéticos (autosuficiencia) y económicos (VAN, LCOE, TIR, Coste Presente Neto y Payback). Estos índices son fundamentales para llevar a cabo el estudio de este presente trabajo.

Por último, en la Figura 5.18, se añade un diagrama de flujo que muestra la lógica que sigue el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento:

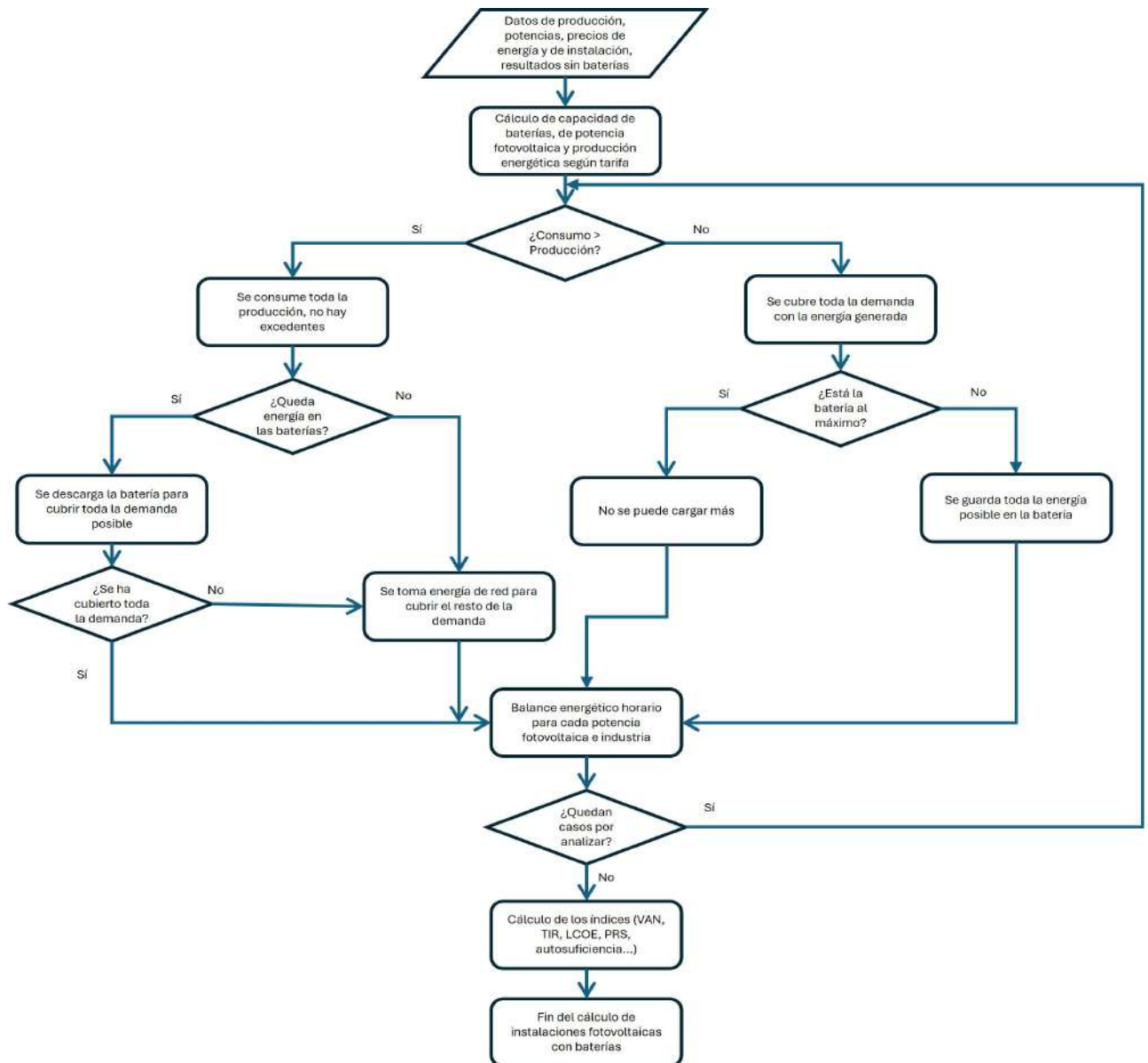


Figura 5.18: Lógica seguida para el cálculo de las instalaciones fotovoltaicas con baterías

Resultados

Una vez realizados análisis con y sin baterías, es fundamental calcular cada uno de los valores y de las variables necesarios para determinar el rango óptimo de potencias fotovoltaicas y de capacidades de baterías que resulten rentables y cumplen con todas las condiciones impuestas. Para ello, se utilizan los indicadores definidos en el Capítulo 4, bajo las siguientes condiciones:

- **VAN > 0:** El Valor Actual Neto (€) debe ser positivo para que la instalación resulte rentable económicamente.
- **TIR > 10 %:** La Tasa Interna de Retorno debe ser superior a la rentabilidad mínima exigida a la instalación y empleada para el cálculo del VAN.
- **LCOE < Precio medio consumo:** Para que sea rentable, el coste operativo medio (€/kWh) de la instalación debe ser menor que el precio medio de la electricidad consumida para ser rentable.
- **PRS < 25 años:** El Periodo de Retorno Simple debe ser inferior al tiempo de vida útil estimado de la instalación (25 años).
- **Autosuficiencia > Autosuficiencia máxima sin baterías:** Un primer criterio energético podría ser que la autosuficiencia exigida sea superior a la autosuficiencia máxima que podría alcanzar una instalación fotovoltaica sin baterías, cubriendo todo el consumo energético en las horas de generación. Como se verá más adelante, este valor mínimo puede verse modificado en función de la zona geográfica o de los patrones de consumo de la instalación estudiada.

Aplicando todas las condiciones mencionadas, se determina la combinación óptima de potencias fotovoltaicas y capacidades de baterías que las satisface. En las siguientes figuras, se presentan los resultados para la Industria 1 bajo la tarifa 6.1TD. Estas gráficas muestran los valores de todos los indicadores correspondientes a la totalidad de los casos simulados, destacando en color rojo más intenso aquellos rangos de potencias y capacidades que cumplen con todas las condiciones establecida. Además, se señala con una línea azul el valor máximo o mínimo exigido a cada uno de los índices, y en amarillo aquellos valores para cada una de las variables empleadas que no cumplen con los requisitos establecidos.

Según la capacidad de las baterías, existen rangos de potencia más o menos amplios que cumplen con las condiciones establecidas. Los cambios abruptos en las Figuras 5.20, 5.21, 5.22 y 5.23 corresponden a las reposiciones necesarias en las baterías. Estas reposiciones se deben al uso intensivo de los sistemas de almacenamiento, provocado por un mayor número de ciclos de carga y descarga en determinadas potencias dentro de la misma capacidad instalada.

A medida que aumenta la potencia instalada, se optimiza el uso de la batería, aumentando el ahorro conseguido y la autosuficiencia. No obstante, en aquellos casos en los que son necesarios una segunda reposición de las baterías, la instalación resulta menos rentables que aquellas en las que solo se ha llevado a cabo una única sustitución. Esto se debe a que este reemplazo suele ocurrir en los últimos años de vida útil de la instalación y no se puede amortizar la inversión realizada.

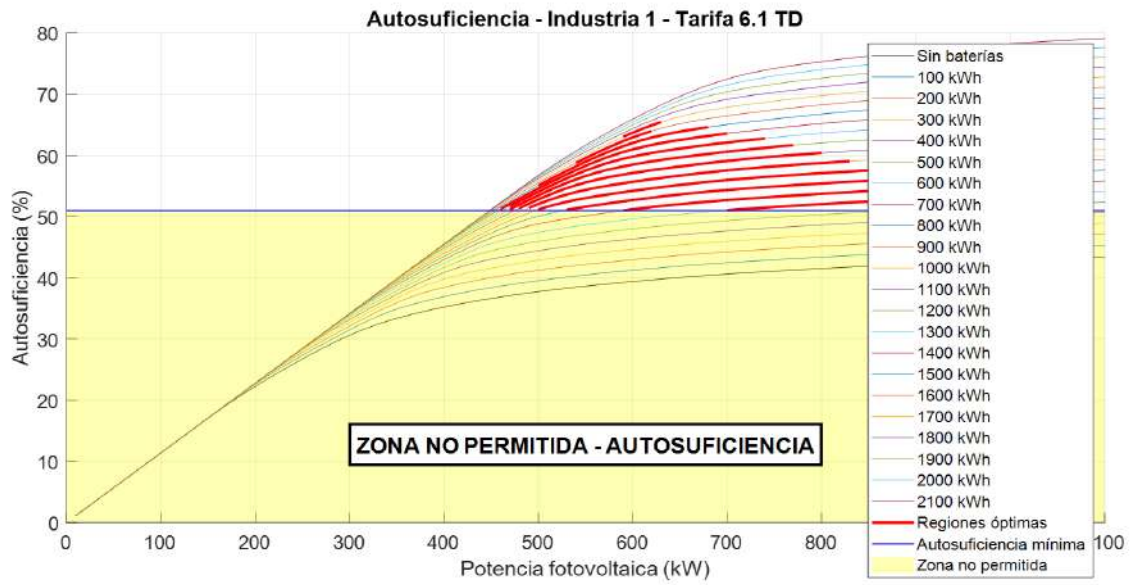


Figura 5.19: Valores de autosuficiencia asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas

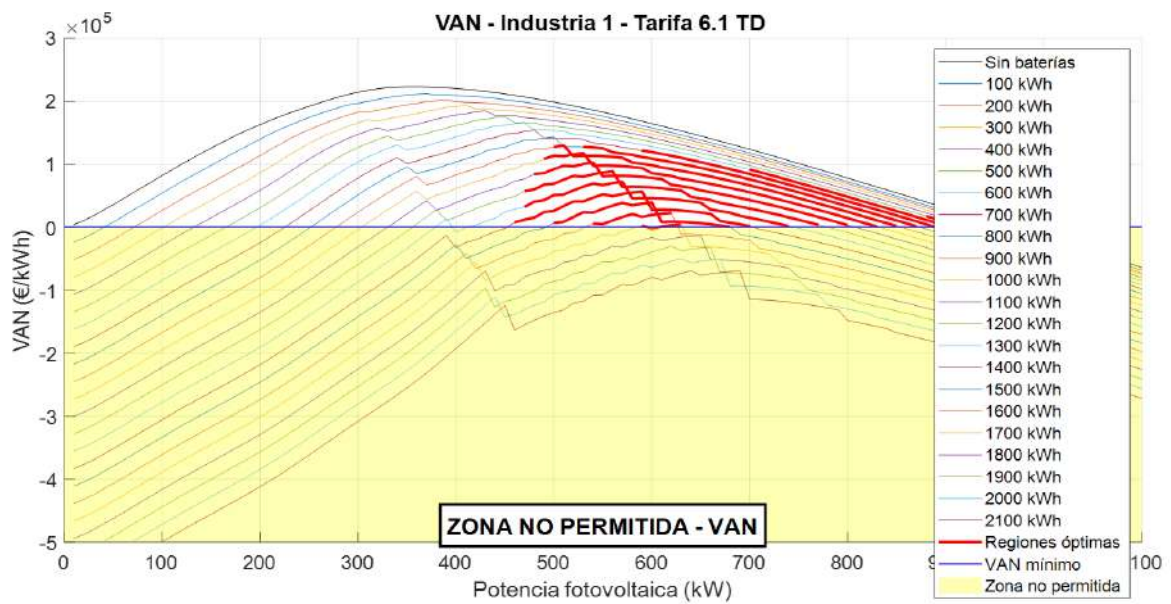


Figura 5.20: Valores de VAN asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas

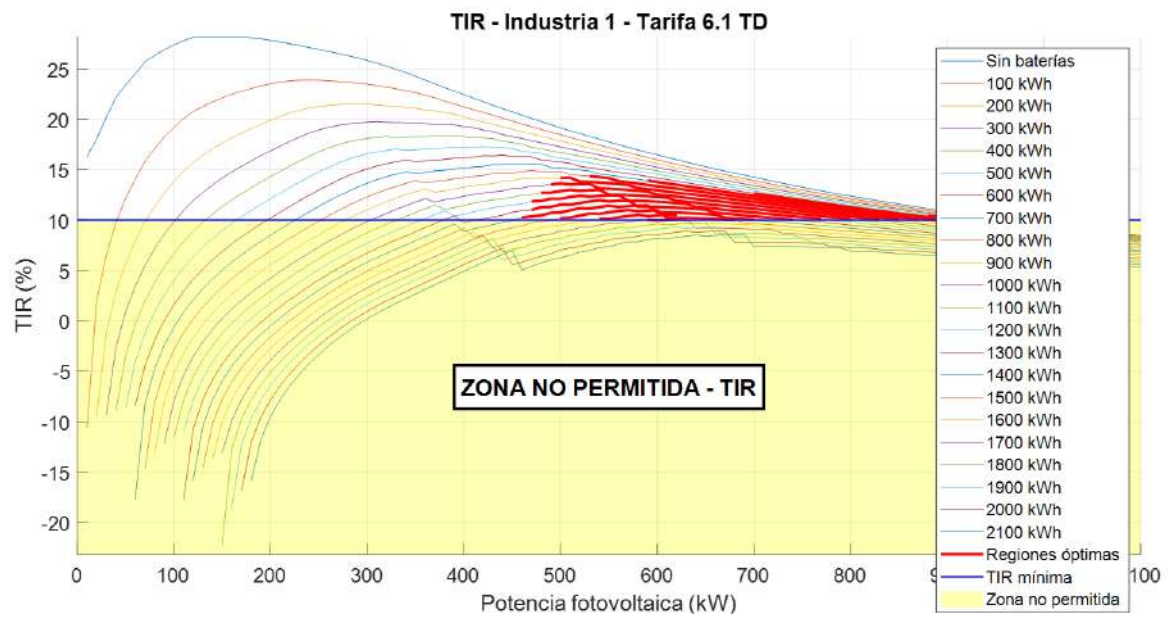


Figura 5.21: Valores de TIR asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas

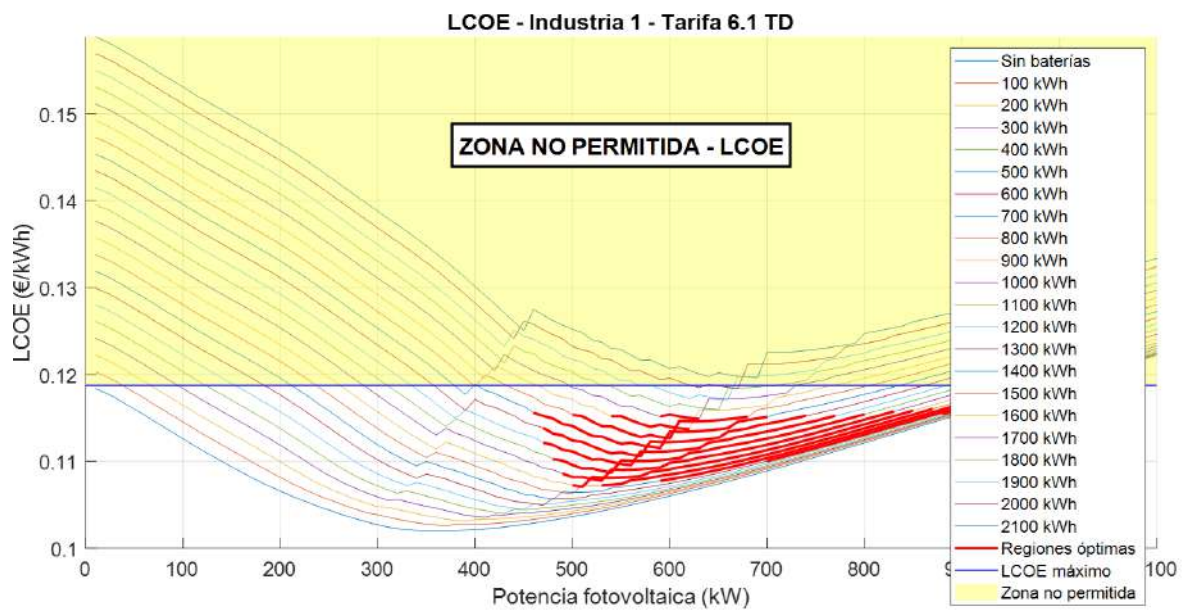


Figura 5.22: Valores de LCOE asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas

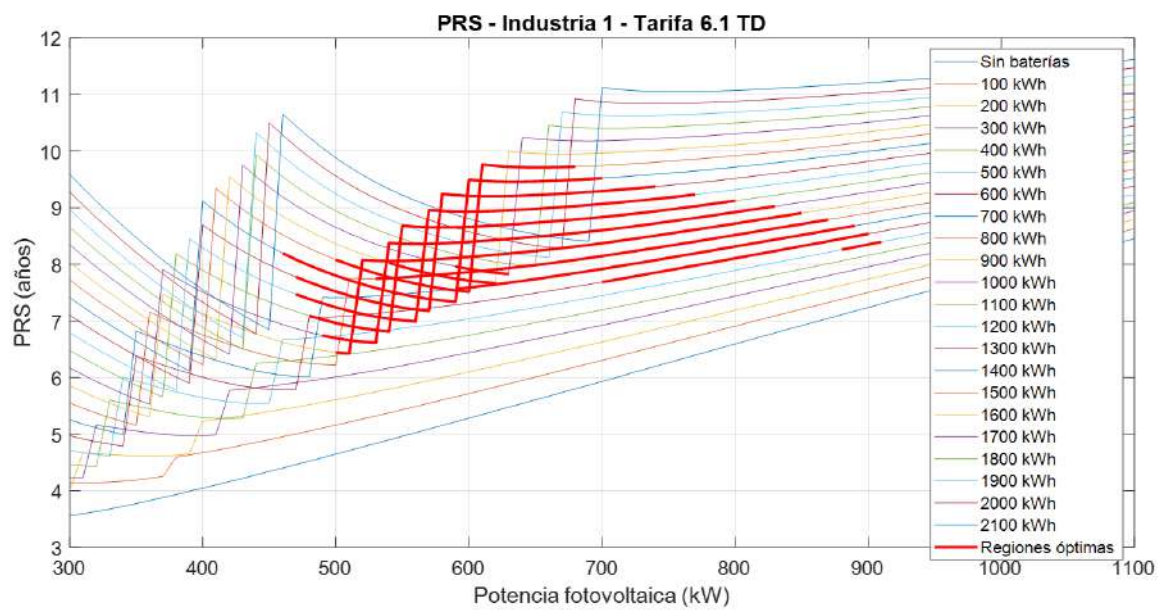


Figura 5.23: Valores de PRS asociados a las potencias fotovoltaicas y capacidades óptimas

Capítulo 6

Resultados obtenidos

Contenido

6.1	Aplicación de métodos existentes simplificados de dimensionado para instalaciones fotovoltaicas	79
6.1.1	Dimensionado empleando la potencia pico de la industria	79
6.1.2	Dimensionado empleando perfiles de consumo del sector terciario	82
6.2	Metodología para el análisis de instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento	86
6.3	Instalaciones fotovoltaicas sin almacenamiento	87
6.3.1	Determinación de la autosuficiencia máxima sin baterías .	87
6.3.2	Análisis de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías . . .	88
6.3.3	Predimensionado de instalaciones fotovoltaicas sin baterías	96
6.4	Instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento	102
6.4.1	Determinación de la autosuficiencia mínima con baterías .	103
6.4.2	Análisis de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento	103
6.4.3	Predimensionado de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento	107

En este capítulo se llevará a cabo un análisis exhaustivo de diferentes casuísticas evaluando el comportamiento de los sistemas fotovoltaicos con y sin baterías. Para ello, se utilizarán los datos recopilados sobre consumo, generación, precios, el modelo desarrollado y los distintos escenarios planteados para cada tarifa eléctrica y zona geográfica. El objetivo final es identificar las potencias y capacidades óptimas para cada perfil estudiado, basándose en los resultados obtenidos a partir de los índices energéticos y económicos empleados en el cálculo.

Debido a la gran cantidad de curvas de consumo de las que se dispone, se ha escogido una representación de cada tipo para realizar el análisis, coincidiendo con las mismas seleccionadas como ejemplo en el Capítulo 5:

1. Curva tipo Día Descendente: Industria 1.
2. Curva tipo Día: Industria 2.
3. Curva tipo Mañana: Industria 9.
4. Curva tipo Tarde: Industria 14.
5. Curva tipo Noche: Industria 17.
6. Curva tipo Constante: Industria 19.

La Figura 6.1 presenta los consumos medios diarios obtenidos mediante el método Z-Scores (analizado en el Capítulo 2) para cada uno de los perfiles mencionados:

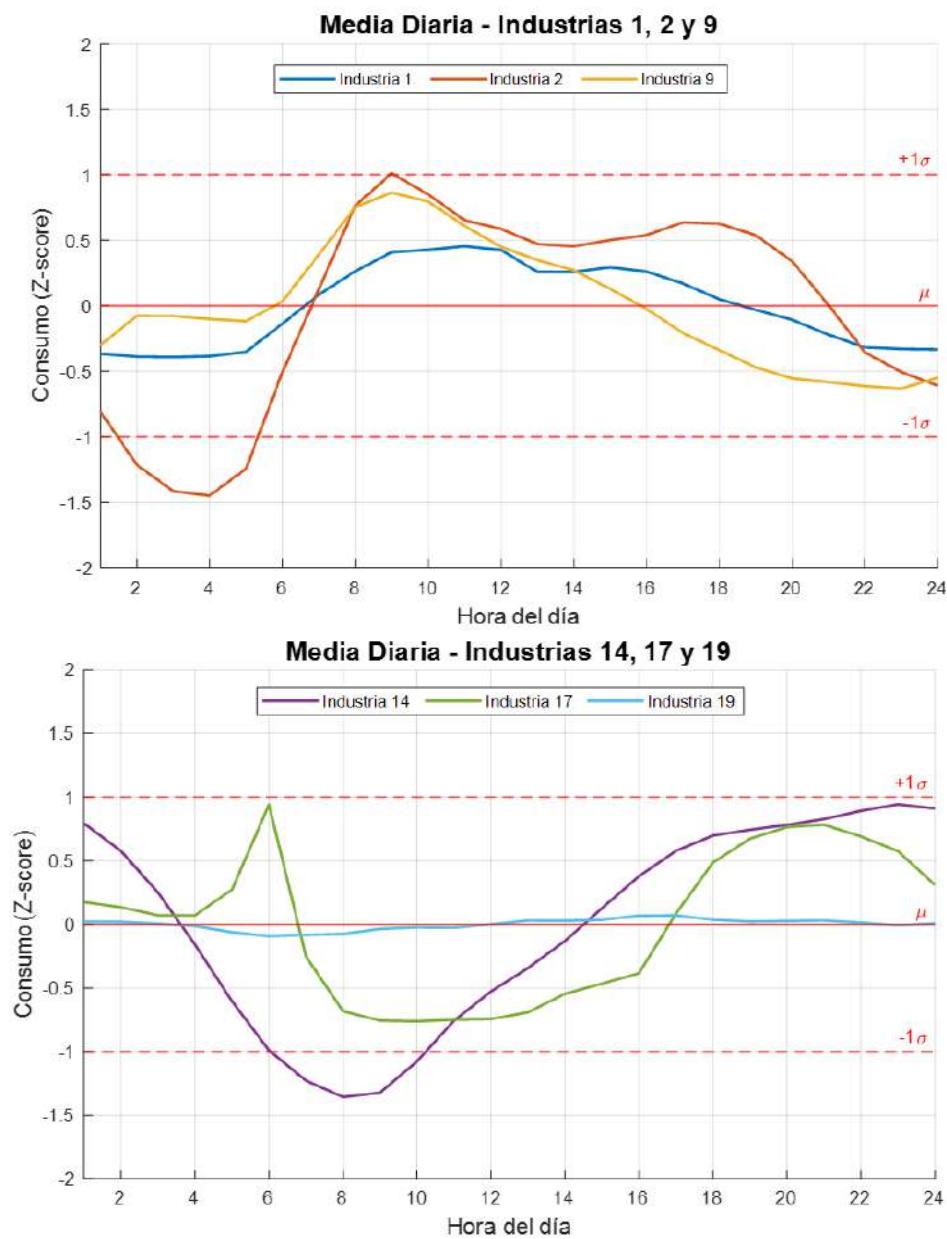


Figura 6.1: Media diaria de consumo para las industrias ejemplo

El uso de almacenamiento en una instalación fotovoltaica permite optimizar el autoconsumo y reducir la dependencia de la red. No obstante, para que la inversión en baterías sea rentable, es fundamental contar con una potencia fotovoltaica mínima, ya que, si la instalación es demasiado pequeña, la batería tendría un uso limitado, comprometiendo la viabilidad económica del sistema.

Si bien el VAN es mayor en instalaciones sin almacenamiento, estas no pueden alcanzar los mismos niveles de autosuficiencia que aquellas que cuentan con baterías, lo que evidencia las fortalezas y limitaciones de ambos sistemas. Además, exigir una autosuficiencia mínima en instalaciones sin baterías descartaría proyectos que, aun siendo rentables, no cubran un porcentaje mínimo del consumo de la industria. Separar ambos estudios permite obtener una visión más amplia y detallada del comportamiento energético y económico de las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento.

6.1. Aplicación de métodos existentes simplificados de dimensionado para instalaciones fotovoltaicas

Se parte de la premisa de que no se dispone de datos reales de consumo, debido a la confidencialidad de la información de demanda energética en la industria y la escasez de estudios sobre el sector, como se analizó en el Capítulo 1. Por ello, en primer lugar, se explorarán algunas posibles alternativas para el dimensionado de las instalaciones fotovoltaicas en el ámbito industrial.

Se consideran dos posibles alternativas: utilizar la potencia pico de la instalación como la potencia del campo solar fotovoltaica, y emplear perfiles de consumo estándar, como los del sector residencial o terciario. Ambas estrategias serán analizadas para estudiar los resultados que arrojan.

6.1.1. Dimensionado empleando la potencia pico de la industria

De acuerdo con la ITC-BT-10 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) [20], la previsión de carga para una industria se calcula utilizando un coeficiente de simultaneidad igual a 1. Esto implica que tanto la Línea General de Alimentación (LGA) como el Interruptor de Control de Potencia (ICP) deben dimensionarse considerando la potencia máxima proyectada de todo los equipos de forma conjunta.

Dado que esta potencia es conocida, puede utilizarse como referencia para el análisis. Para ello, se tomará la potencia pico correspondiente a cada una de las tarifas eléctricas estudiadas que se recogen en la Tabla 2.5. En dicha tabla, la potencia considerada es la del periodo de facturación eléctrica P6, que representa el valor más alto disponible, por lo que se asumirá como la potencia fotovoltaica pico para cada industria.

El estudio se enfocará en evaluar la instalación fotovoltaica con **una potencia instalada común sin baterías para distintas distribuciones del mismo consumo total**, empleando para ello las curvas ejemplo descritas anteriormente. Esto permitirá analizar cómo un mismo consumo total puede verse afectado por diferentes patrones de distribución.

Además, se llevará a cabo un análisis por zonas geográficas para evaluar su impacto.

Las potencias pico fotovoltaicas empleadas para cada tarifa son las siguientes:

1. **Tarifa 6.1TD:** 246,9 kWp.
2. **Tarifa 6.2TD:** 1.657,3 kWp.
3. **Tarifa 6.3TD:** 4.160,0 kWp.
4. **Tarifa 6.4TD:** 4.823,9 kWp.

Las figuras siguientes muestran los resultados obtenidos para cada tarifa y zona geográfica. Se incluyen, además, los valores límite superior o inferior de cada índice para cada industria, que son los que se enumeran a continuación:

1. **VAN > 0**
2. **TIR > 10 %**
3. **LCOE < Precio medio consumo de red**
4. **Autosuficiencia máxima alcanzada sin baterías.** Es importante destacar que este valor no puede alcanzarse sin el uso de baterías.

Los resultados indican que la rentabilidad de la instalación depende de la distribución del consumo. Un caso especialmente significativo es el perfil noche (Industria 17), que no supera los umbrales mínimos exigidos en ninguno de los escenarios analizados. Algo similar ocurre con las zonas geográficas: en función de la irradiación disponible, la instalación puede ser rentable o no. Un ejemplo de esto es el caso de Bilbao en el que, dependiendo del perfil de consumo, podrían no cumplirse los requisitos mínimos de los índices evaluados.

Estos resultados demuestran la importancia de considerar tanto la ubicación de la instalación como la distribución del consumo (forma de la curva), ya que sin baterías solo se aprovecha la energía generada durante el día. Asimismo, las potencias fotovoltaicas para maximizar la rentabilidad pueden diferir de las potencias pico de cada industria, lo que hace necesario un análisis más amplio y el uso de datos adicionales para obtener la configuración óptima.

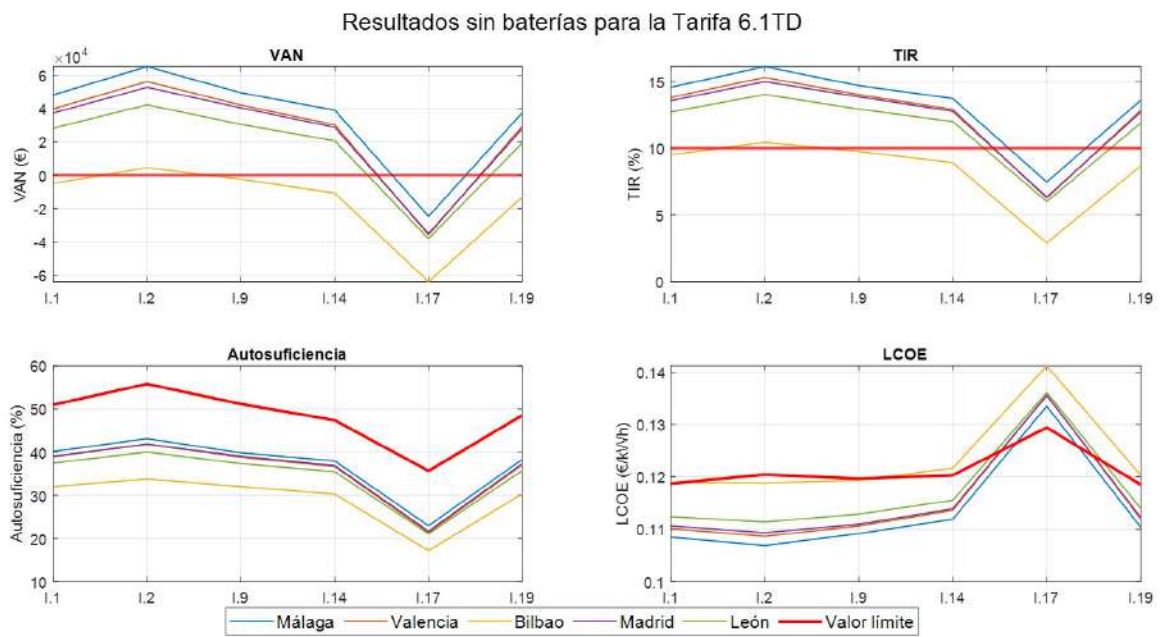


Figura 6.2: Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.1TD)

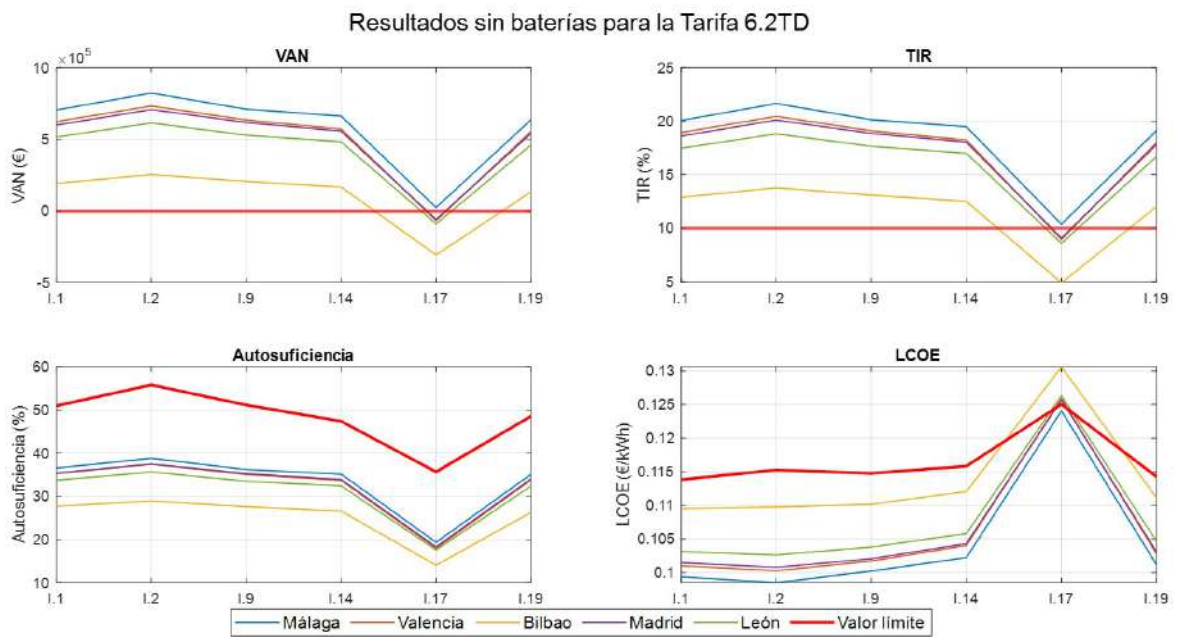


Figura 6.3: Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.2TD)

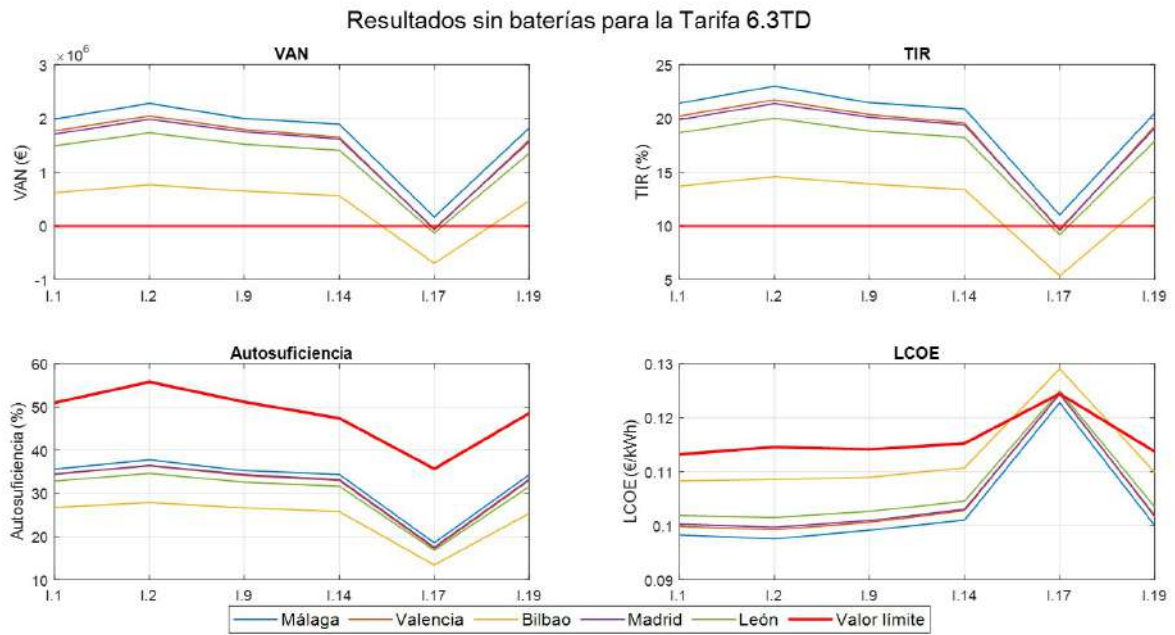


Figura 6.4: Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.3TD)

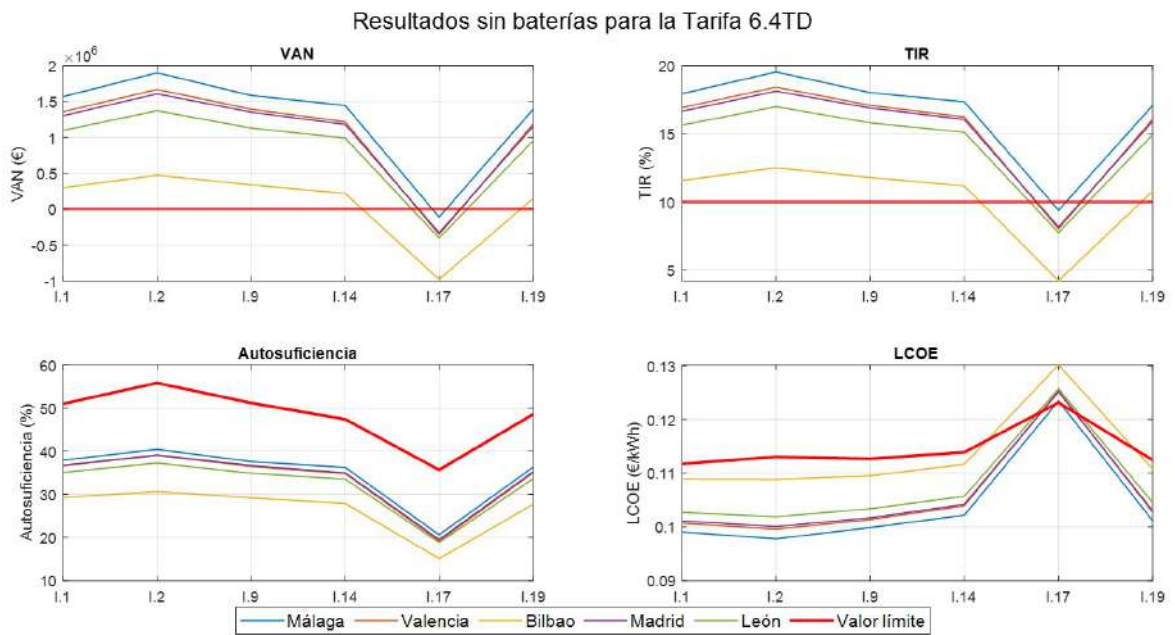


Figura 6.5: Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico (Tarifa 6.4TD)

6.1.2. Dimensionado empleando perfiles de consumo del sector terciario

El segundo método consiste en emplear perfiles de consumo del sector terciario y compararlos con los perfiles de las industrias ejemplo seleccionadas. Para ello, se analiza un rango de potencias fotovoltaicas para cada industria y perfil sin almacenamiento.

Además de los perfiles mostrados en la Figura 6.1, se incluyen en el estudio las curvas de **demanda media de un hotel y una escuela**, obtenidos del software SAM [10]. En la Figura 6.6, se muestran sus perfiles medios obtenidos empleando el método Z-Scores, que siguen los patrones de consumo tipo de estos sectores.

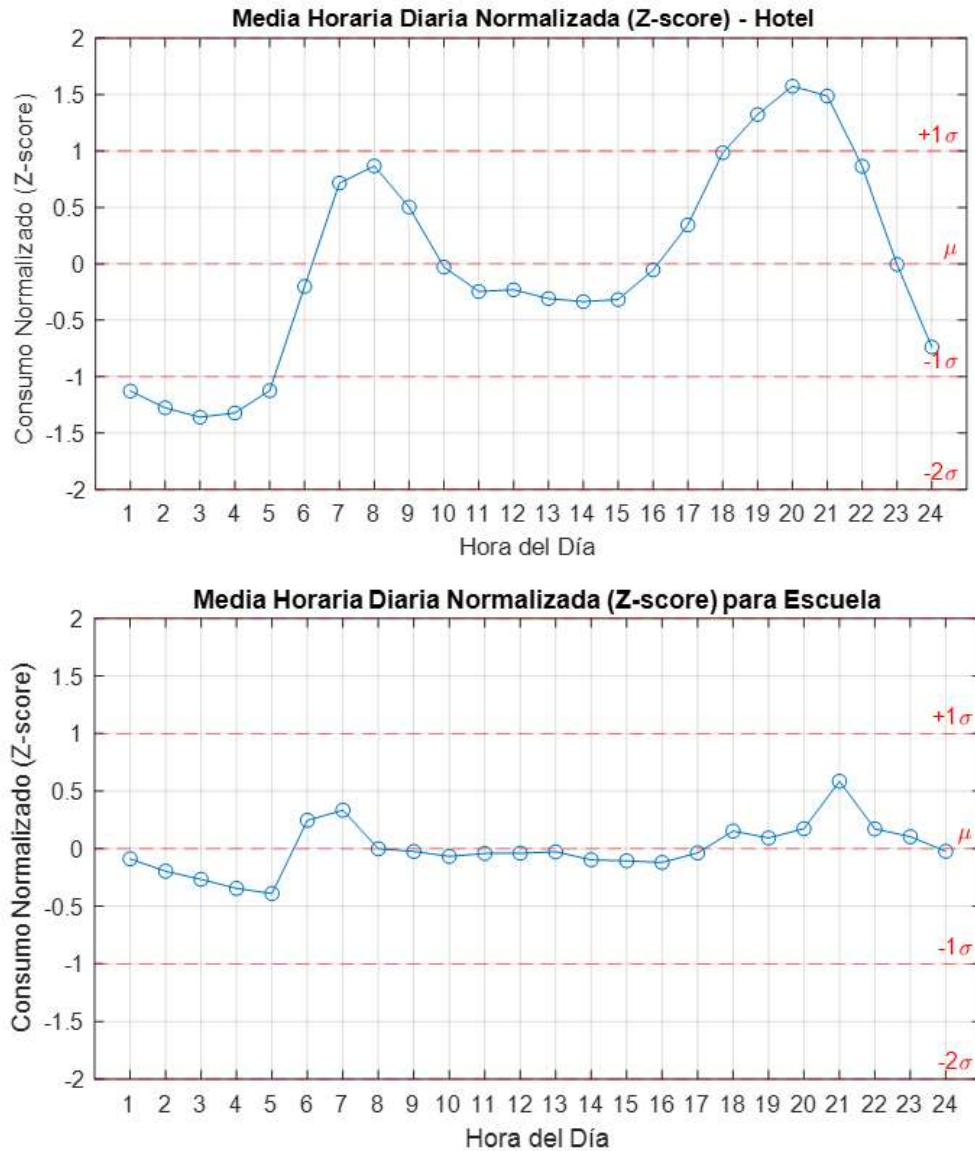


Figura 6.6: Resultados obtenidos para el uso de la potencia pico de la industria (Tarifa 6.4TD)

Dado que el método de normalización (dividiendo entre la potencia pico o entre el consumo total) puede influir en las formas de las curvas y en los resultados obtenidos, se estudian ambas alternativas para extraer conclusiones más precisas. Las siguientes figuras muestran los resultados obtenidos para cada índice energético y económico. Para simplificar el estudio, este se realiza para las tarifas 6.1TD (tiene en cuenta el efecto de la compensación de excedentes) y 6.4TD, y se centra únicamente en la ciudad de Málaga, ya que, como se concluyó en el Apartado 6.1.1, los resultados dependen de la ubicación, aunque siguen un patrón similar en cuanto a la rentabilidad de los sistemas según el perfil analizado.

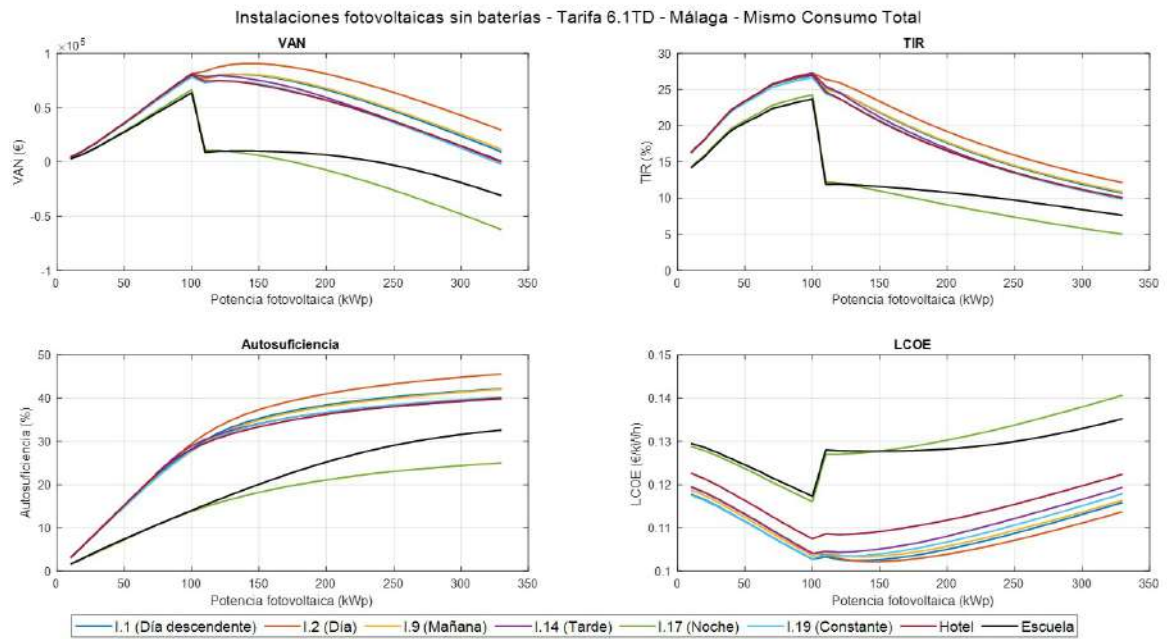


Figura 6.7: Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario sin baterías (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total

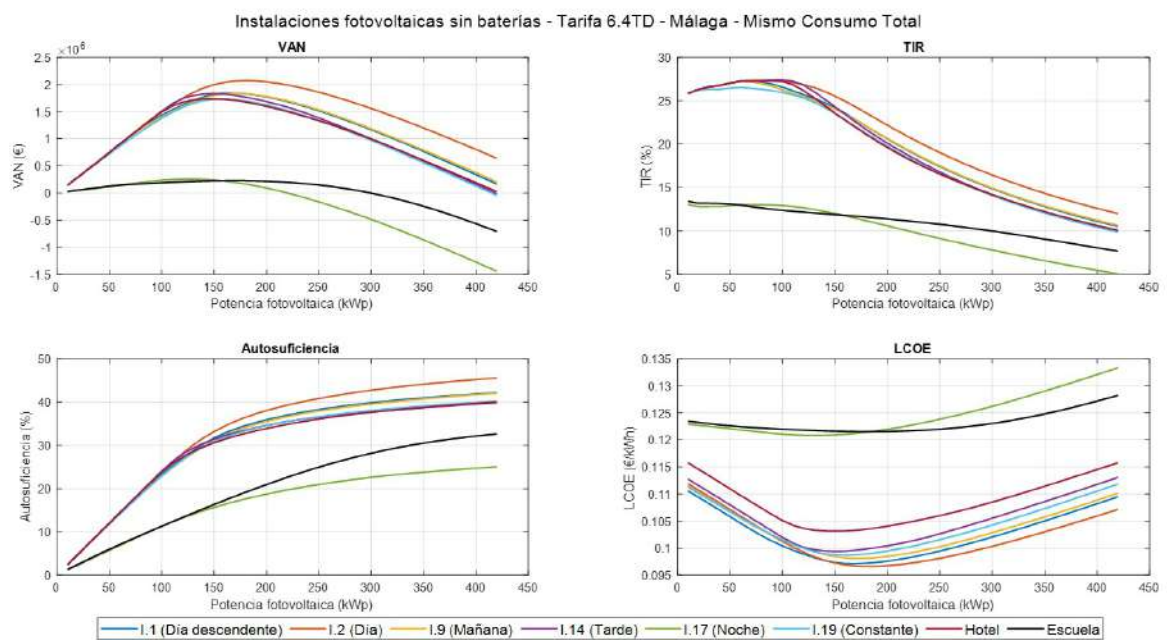


Figura 6.8: Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario (Tarifa 6.4TD) - Mismo consumo total

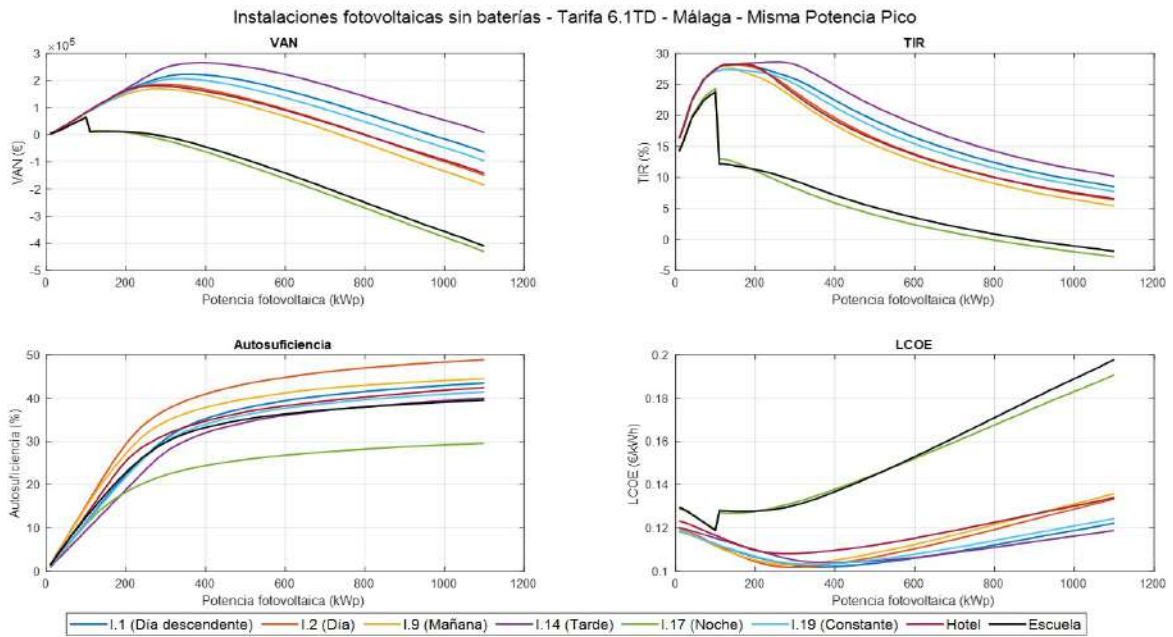


Figura 6.9: Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico

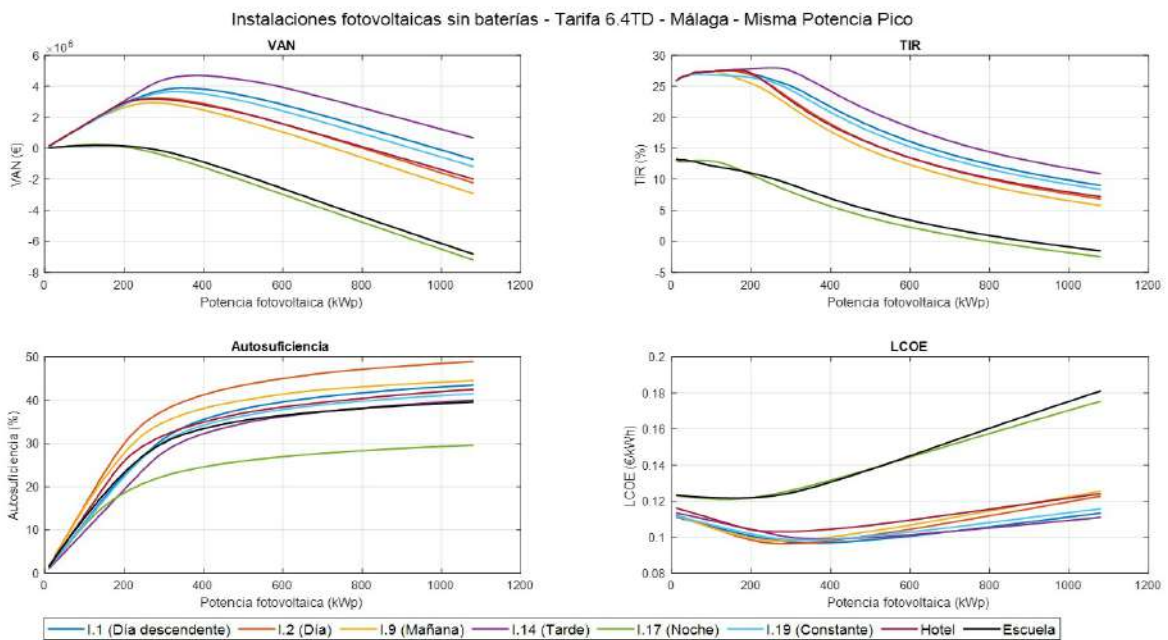


Figura 6.10: Resultados obtenidos comparando perfiles industriales y del sector terciario (Tarifa 6.4TD) - Misma potencia pico

En las gráficas anteriores se observa que la curva de la escuela sigue la tendencia del perfil nocturno cuando los datos se adimensionalizan empleando el consumo total, mientras que el perfil del hotel se asemeja al del resto de curvas. Sin embargo, al normalizar en función de la potencia máxima, la tendencia cambia, y los perfiles tienen a diferenciarse de los resultados del otro método.

Aunque las curvas del sector terciario puedan presentar similitudes con las del sector industrial, no reflejan completamente las diferencias en los patrones de demanda. Esto es debido a que el sector terciario mantiene un consumo más uniforme a lo largo del día, mientras que el sector industrial está influenciado por factores como variaciones nocturnas o picos de demanda.

6.2. Metodología para el análisis de instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento

En los siguientes apartados se analizarán los resultados con el objetivo de extraer conclusiones para el análisis de las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento. La metodología utilizada para ambos casos se detalla a continuación:

1. **Determinación de criterios mínimos** económicos y energéticos que las instalaciones deben cumplir.
2. **Estudio de perfiles representativos** con el fin de identificar los factores clave que condicionan la viabilidad de las instalaciones.
3. **Definición de rangos de potencia y capacidad** para determinar los valores adecuados según la tarifa, perfil de consumo y localización geográfica.
4. **Desarrollo de un modelo matemático** que permita extender los resultados a otras potencias y simplificar los cálculos.
5. **Validación del modelo matemático** contrastándolo con el programa desarrollado, utilizando diferentes valores de potencia, para compararlos para evaluar errores y establecer los rangos de validez.

A forma de resumen, la Figura 6.11 recoge la metodología seguida en forma de diagrama de flujo:

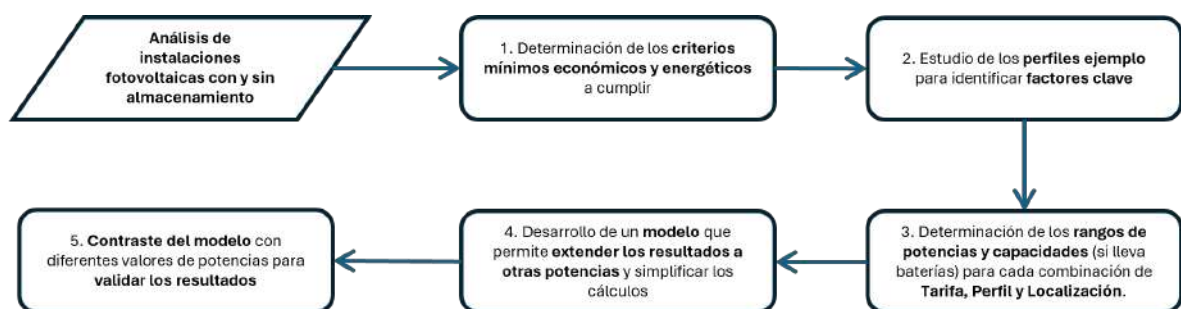


Figura 6.11: Metodología empleada para el análisis de instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento

6.3. Instalaciones fotovoltaicas sin almacenamiento

En este apartado, se pretende analizar el dimensionado de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías. Como se comentó en la introducción, es necesario llevar a cabo un análisis por separado con baterías y sin baterías. Se determinará el rango de potencias recomendado para cada industria, tarifa y zona geográfica estudiada, aplicando los criterios de dimensionado para que la instalación resulte adecuada energética y económicamente.

6.3.1. Determinación de la autosuficiencia máxima sin baterías

Al contrario que para los sistemas con almacenamiento, no se puede imponer una autosuficiencia mínima para las instalaciones sin baterías, ya que se excluirían muchas configuraciones que, en términos económicos, resultarían rentables. Un aspecto fundamental en este tipo de instalaciones es identificar el punto a partir del cual incrementar la potencia instalada deja de ser rentable económicamente. En este sentido, se podría definir una autosuficiencia máxima a partir de la cual no tiene sentido seguir aumentando la potencia fotovoltaica.

Para ello, se va a realizar una simulación para dos tarifas (para garantizar que los resultados contemplen todos los consumos), y para la ciudad de Málaga, ya que es la que mayor irradiación media tiene y, por tanto, será aquella cuya instalación fotovoltaica alcance una mayor producción y una mayor autosuficiencia. Además, **se empleará la normalización mediante la misma potencia pico** (Ecuación 2.2), ya que es la que alcanza los mayores valores de consumo total.

A continuación se presentan las autosuficiencias alcanzadas para las tarifas 6.1TD (Figura 6.12) y 6.4TD (Figura 6.13) para cada una de las industrias ejemplo que resultan rentables económicamente, así como los porcentajes comprendidos entre el 60 % y el 100 % de la autosuficiencia máxima que se puede alcanzar sin baterías.

En los resultados, se aprecia como todas las industrias, salvo la 17 (Consumo noche), superan el 70 % de la autosuficiencia máxima. Por tanto, se selecciona el 80 % de la autosuficiencia máxima sin baterías como valor límite para dejar de incrementar la potencia fotovoltaica instalada.

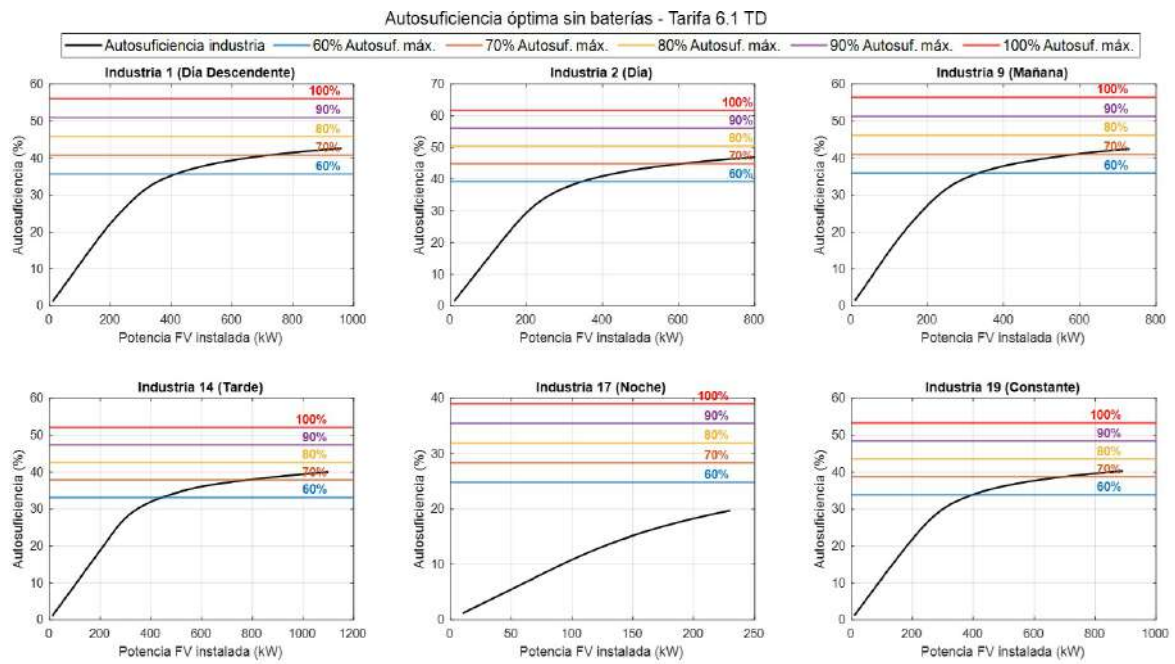


Figura 6.12: Análisis de la autosuficiencia máxima sin baterías para la tarifa 6.1TD

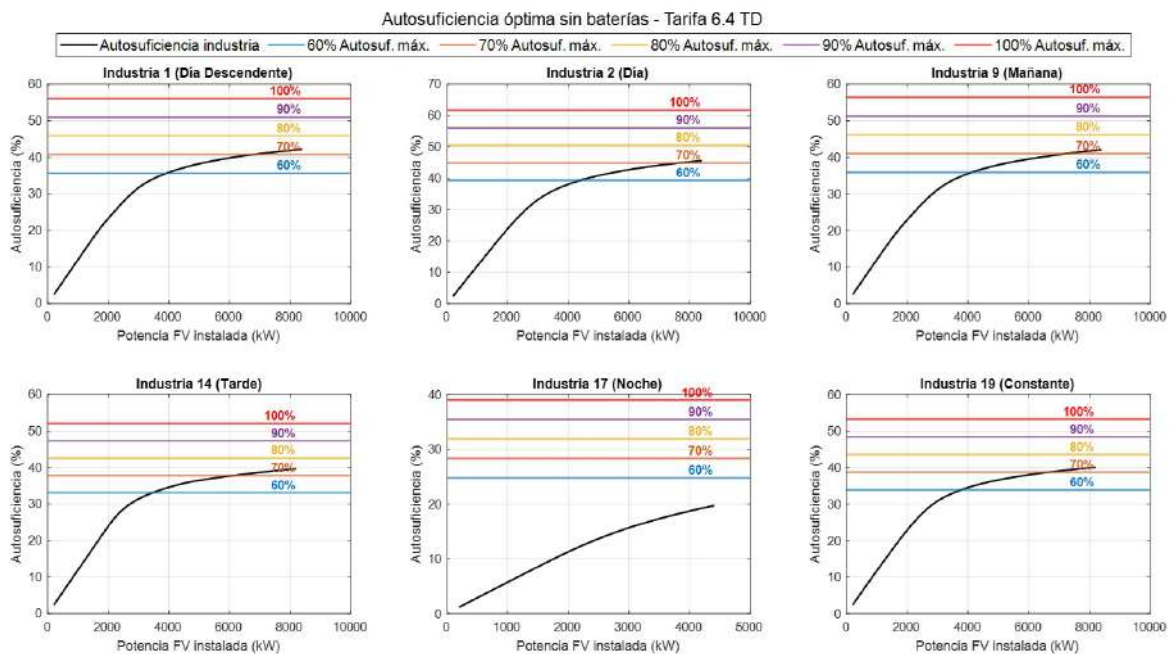


Figura 6.13: Análisis de la autosuficiencia máxima sin baterías para la tarifa 6.4TD

6.3.2. Análisis de las instalaciones fotovoltaicas sin baterías

Una vez determinada la autosuficiencia máxima para las instalaciones fotovoltaicas sin baterías, se definen los criterios mínimos energéticos y económicos que deben cumplirse para que una instalación sea rentable. Estos criterios son los siguientes:

1. $VAN > 0$
2. $TIR > 10\%$
3. $LCOE < \text{Precio medio consumo de red}$
4. $PRS < 25 \text{ años}$
5. $\text{Autosuficiencia} < 80\% \text{ de la Autosuficiencia máxima sin baterías}$

Se van a utilizar los perfiles de ejemplo de la Figura 6.1 estudiados anteriormente para determinar los rangos de potencia recomendados y analizar el comportamiento de las diferentes curvas. A partir de los resultados obtenidos, será posible extrapolarlos al resto de perfiles disponibles y establecer una tabla de predimensionado en función de la tarifa, la zona geográfica y el perfil de demanda. Al igual que en los apartados anteriores, el análisis se realizará mediante la normalización mediante el consumo total y mediante la potencia pico.

Normalización mediante el consumo total

En primer lugar, se aborda el caso de la adimensionalización empleando el consumo total (Ecuación 2.3). A continuación, se muestran los resultados para la Industria 1 (perfil día descendente) para las tarifas 6.1TD (Figura 6.14) y 6.2TD (Figura 6.15). Asimismo, se incluyen los resultados para las mismas tarifas (Figura 6.16 y 6.17) de la Industria 17 (perfil noche). El resto de gráficas se adjuntan en el *Anexo VI*.

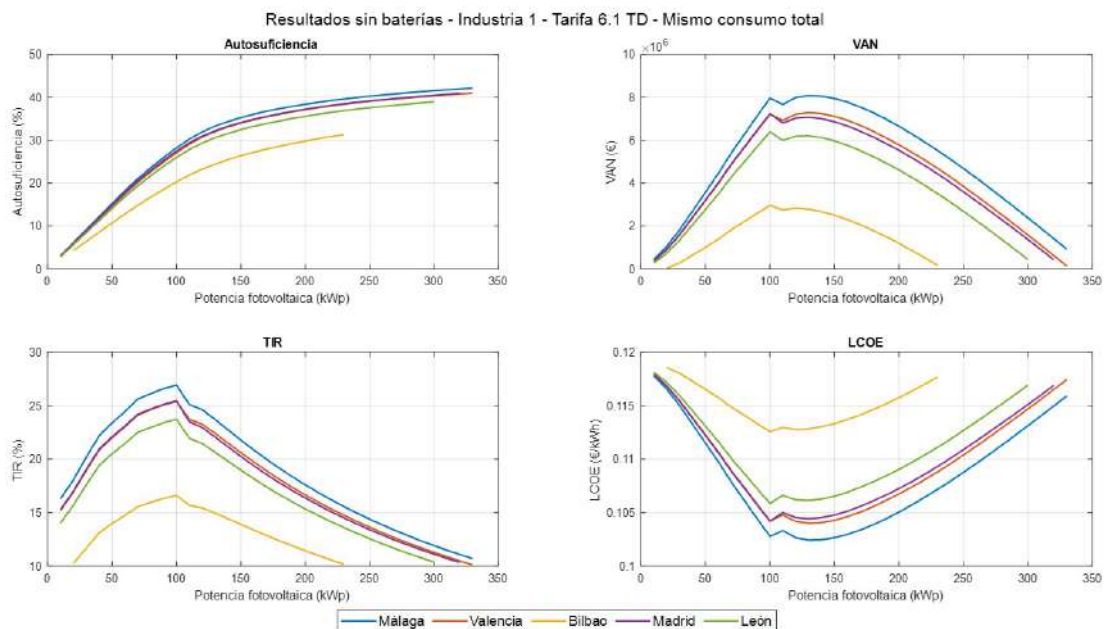


Figura 6.14: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total

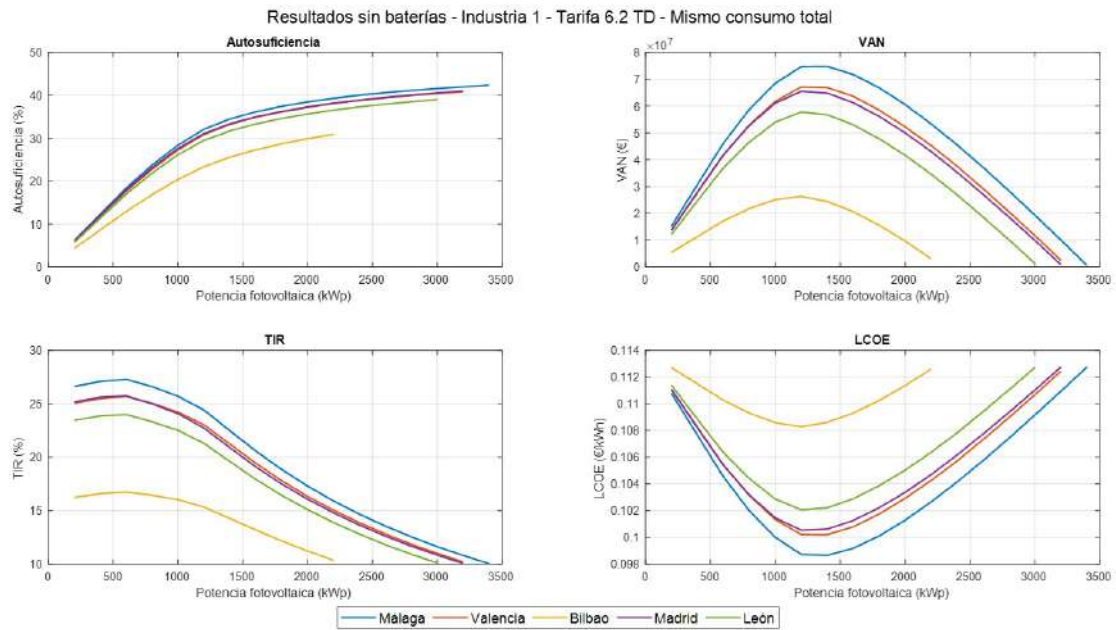


Figura 6.15: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.2TD) - Mismo consumo total

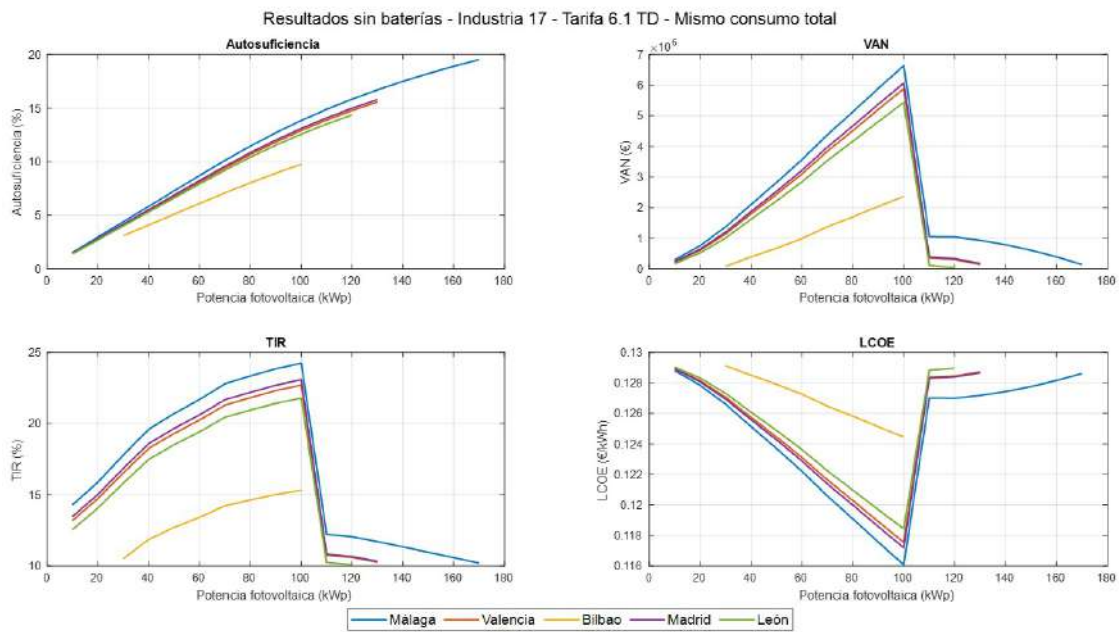


Figura 6.16: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total

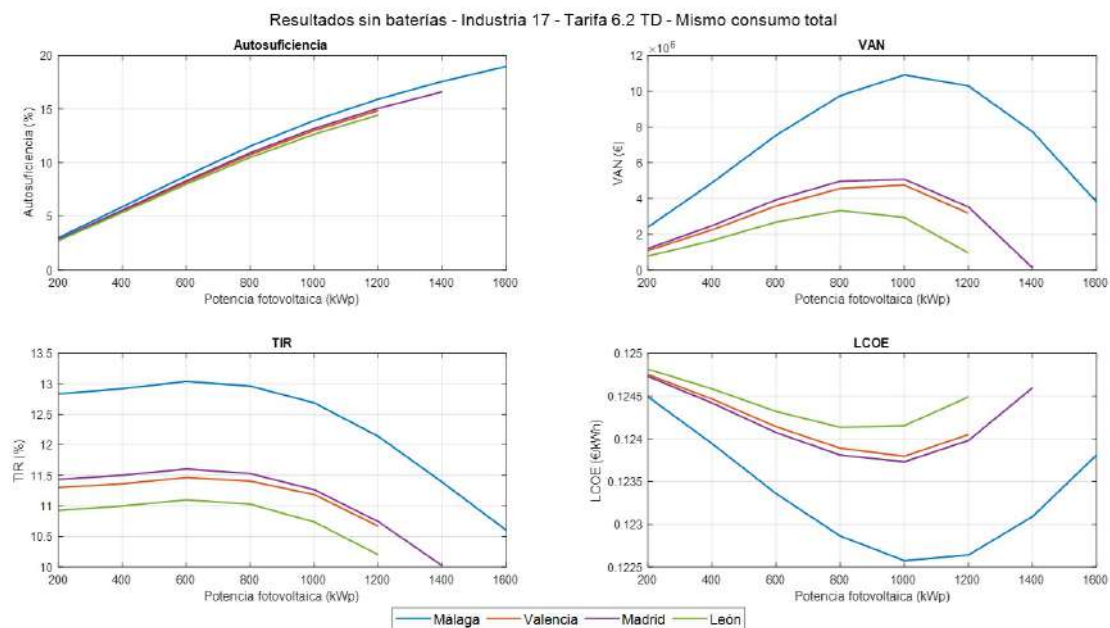


Figura 6.17: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.2TD) - Mismo consumo total

Analizando las figuras anteriores, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Los resultados para las tarifas 6.1TD están fuertemente influenciados por la inyección a la red, sobre todo en el perfil noche. Al comparar las tarifas 6.1TD y 6.2TD, se observa que en esta última no aparece el pico en los indicadores económicos al alcanzar los 100 kW, potencia a partir de la cual se deja de compensar los excedentes.
- En instalaciones con un alto consumo nocturno, como en el caso de la Industria 17, la rentabilidad es menor que el resto de industrias. Si además el sistema se ubica en un lugar con poca irradiación (como es el caso de Bilbao), solo se obtienen instalaciones óptimas cuando es posible la inyección a red (sobre todo para la potencia 6.1TD). Para tarifas superiores, donde no se compensan los excedentes, la instalación deja de ser rentable en estas localizaciones.

De estos resultados, se concluye que la rentabilidad de las instalaciones sin baterías con un mismo consumo total están estrechamente relacionadas con la cantidad de consumo de energía durante el día. Para analizar este efecto, las Figuras 6.18 y 6.19 muestran el máximo VAN y el porcentaje de consumo diurno para las tarifas 6.1TD y 6.2TD.

En el caso de la tarifa 6.1TD, se observa que el VAN es mayor cuanto mayor es el consumo diurno, con la excepción de los perfiles 9 y 14, donde el perfil 9 presenta una mayor rentabilidad a pesar de tener un menor consumo energético que el perfil 14. Para la tarifa 6.2TD, el orden de las industrias de mayor a menor VAN coinciden con el de mayor a menor consumo diurno, Esto indica que, sin los efectos de la compensación de excedentes, **la rentabilidad de las instalaciones sin baterías, para un mismo consumo total, depende del porcentaje de consumo durante las horas de generación.**

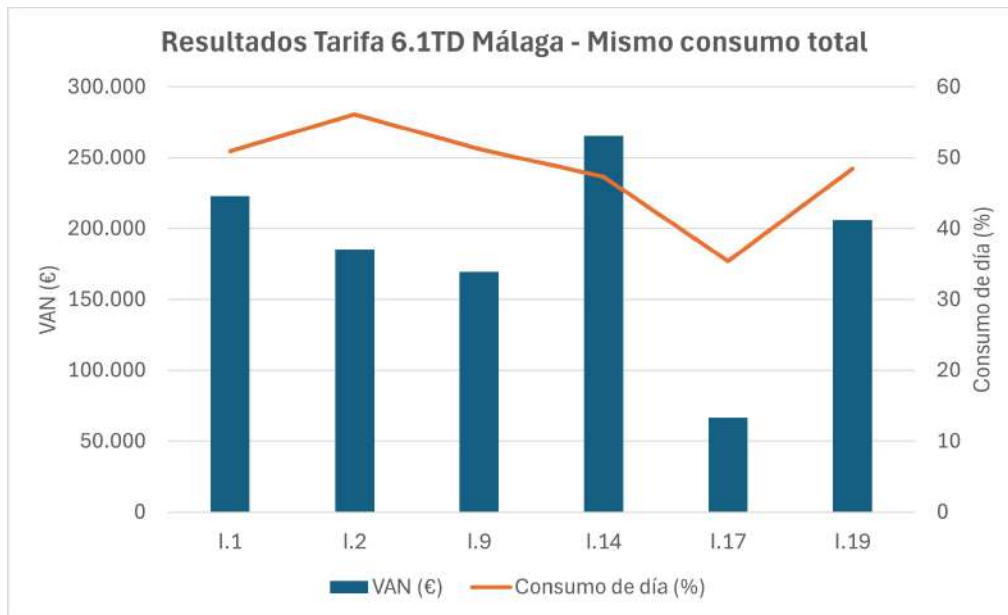


Figura 6.18: VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Mismo consumo total

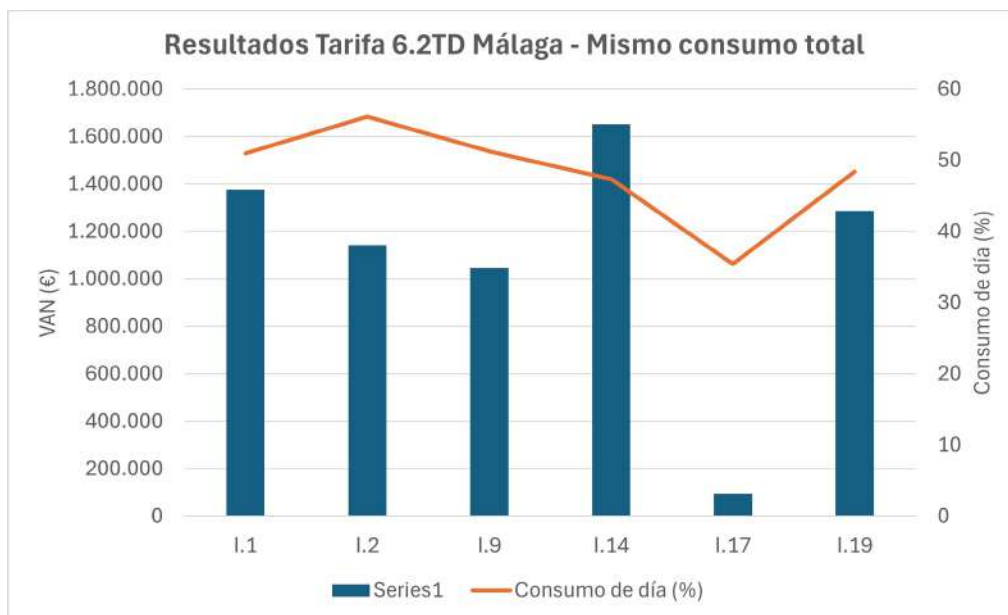


Figura 6.19: VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.2TD) - Mismo consumo total

Normalización mediante la potencia máxima

En segundo lugar, se analiza el caso de la adimensionalización usando la potencia pico (Ecuación 2.2). A continuación, al igual que en apartado anterior, se muestran los resultados para la Industria 1 y la Industria 17 y para las tarifas 6.1TD y 6.2TD. El resto de gráficas se incluyen en el *Anexo VI*.

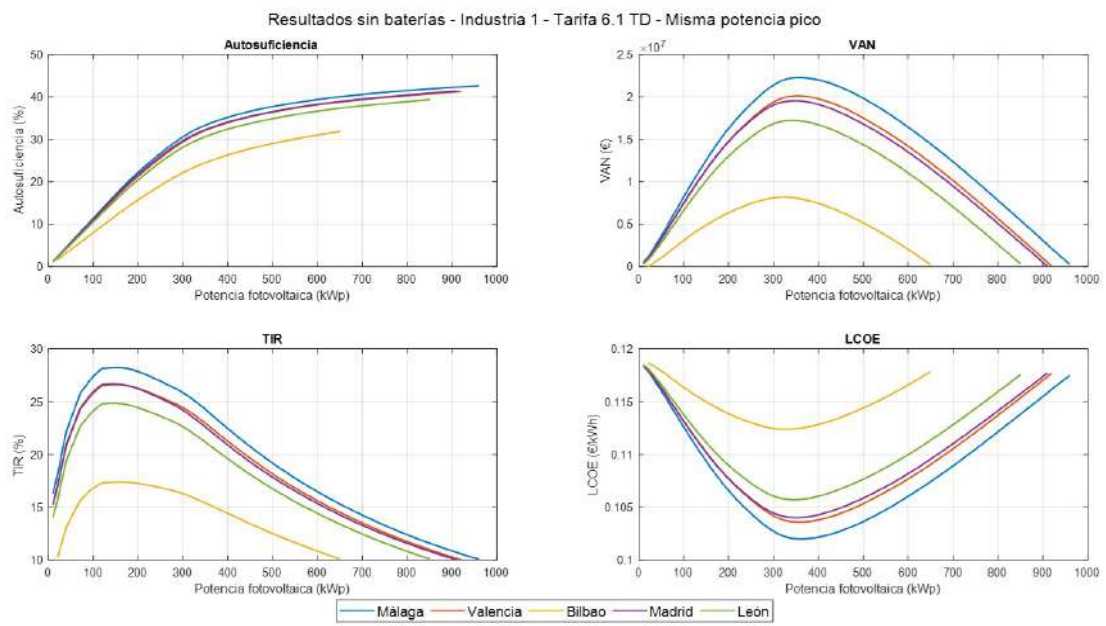


Figura 6.20: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico

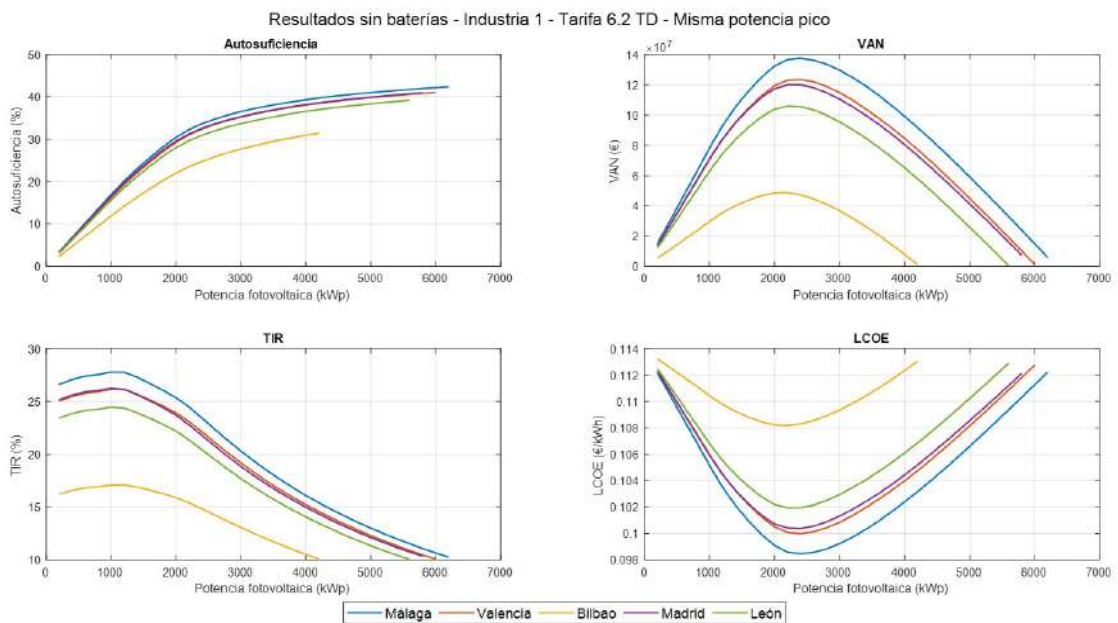


Figura 6.21: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.2TD) - Misma potencia pico

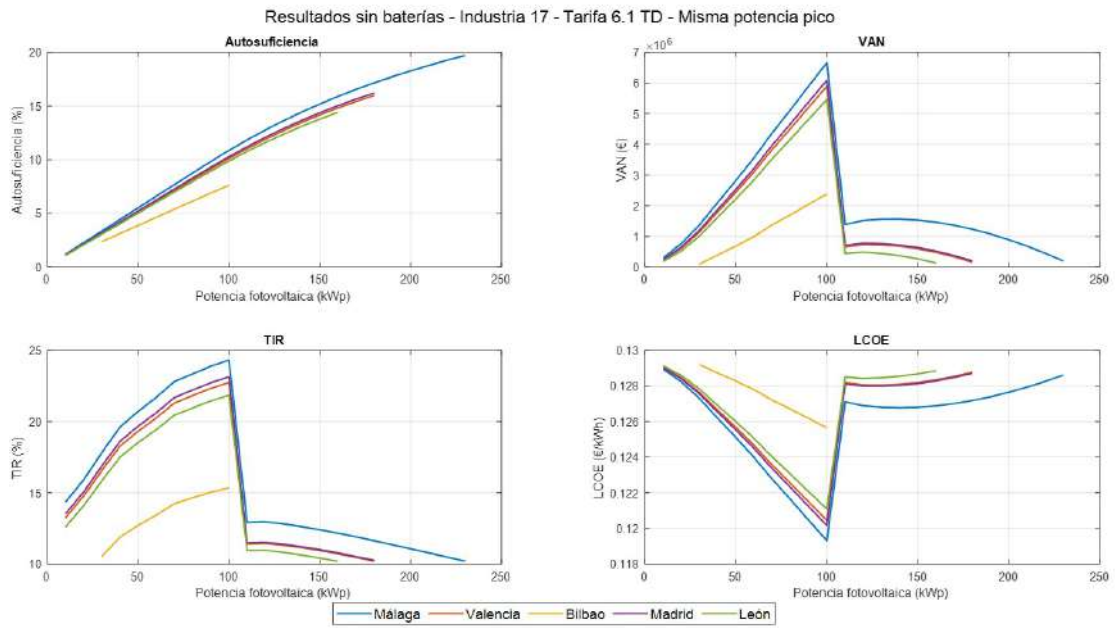


Figura 6.22: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico

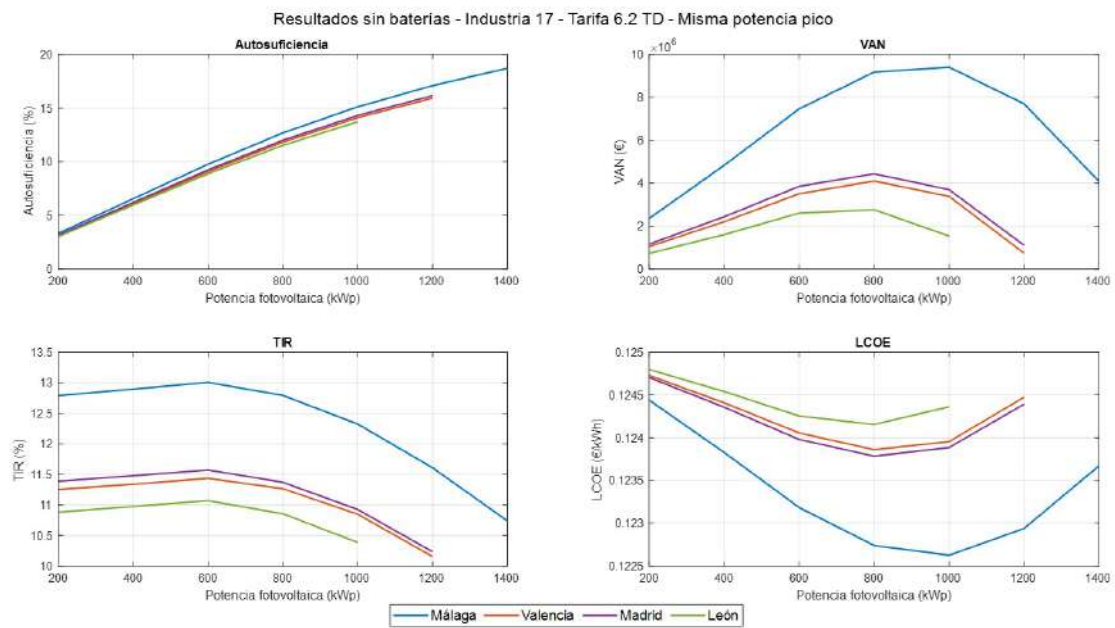


Figura 6.23: Resultados obtenidos sin baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.2TD) - Misma potencia pico

Las conclusiones que se extraen de las gráficas anteriores son las mismas que en el apartado anterior: los resultados de las tarifas 6.1TD están influenciados por la compensación de excedentes y en caso de menor consumo de energía durante el día (Industria 17), la rentabilidad de las instalaciones es menor.

La rentabilidad de las instalaciones está directamente relacionada con la cantidad de energía consumida durante el día. Sin embargo, en este análisis, no se mantiene constante el consumo total, sino la potencia pico. Por ello, al evaluar el máximo VAN de cada industria en la ciudad de Málaga, es importante considerar que todas comparten el mismo pico de demanda, pero presentan diferencias en su consumo total. En la Tabla 6.1, se recogen los VAN máximos y consumos totales para las tarifas 6.1TD y 6.2TD para todas las industrias ejemplo:

Tabla 6.1: Máximo VAN y consumo total para las industrias ejemplo usando la normalización por potencia pico

Industria	Consumo total 6.1TD (kWh)	VAN máximo 6.1TD (€)	Consumo total 6.2TD (kWh)	VAN máximo 6.2TD (€)
1	1.527.989	222.941	10.256.522	1.376.289
2	1.144.008	185.428	7.679.081	1.142.942
9	1.168.459	169.561	7.843.201	1.045.049
14	1.847.305	265.490	12.399.911	1.652.398
17	755.800	66.699	5.073.258	94.089
19	1.526.434	206.041	10.246.085	1.286.941

Se representan a continuación el VAN de cada industria para la ciudad de Málaga y las tarifas 6.1TD y 6.2TD, junto con el consumo total durante las horas en las que hay generación. A partir de estos resultados, se deduce que el VAN está directamente relacionado con la cantidad total de energía consumida durante el día en cada industria. Debido a la variabilidad del consumo, es necesario utilizar el valor absoluto en lugar del porcentaje de consumo diario.

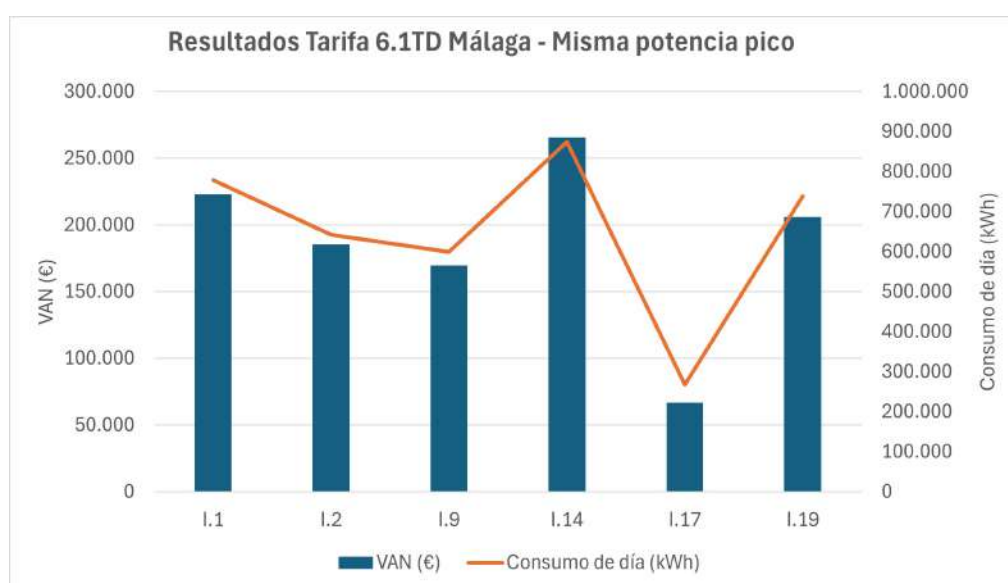


Figura 6.24: VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico

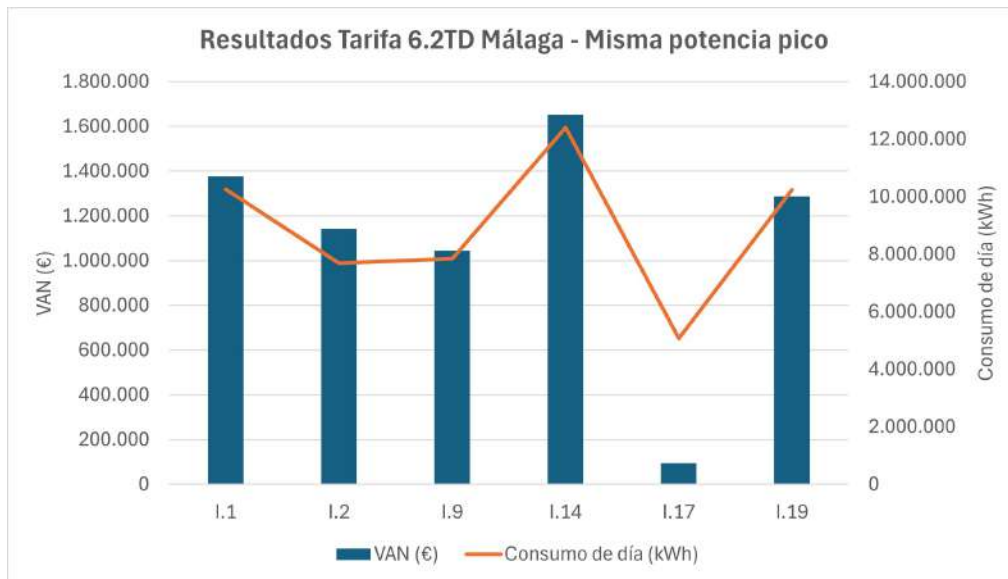


Figura 6.25: VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.2TD) - Misma potencia pico

6.3.3. Predimensionado de instalaciones fotovoltaicas sin baterías

En la fase de proyecto, como se mencionó anteriormente en el Apartado 6.1.1, solo se dispone de la potencia pico de la instalación. Por este motivo, como referencia para las industrias, se utilizará la potencia correspondiente al periodo de facturación eléctrica P6, ya que representa el valor más alto disponible. **Para la adimensionalización, se dividirá entre la potencia máxima de cada curva** utilizando la Ecuación 2.2.

Las potencias pico consideradas para cada tarifa, tal y como se recogen en la Tabla 2.5, son las siguientes:

1. **Tarifa 6.1TD:** 246,9 kWp.
2. **Tarifa 6.2TD:** 1.657,3 kWp.
3. **Tarifa 6.3TD:** 4.160,0 kWp.
4. **Tarifa 6.4TD:** 4.823,9 kWp.

El resultado será una tabla que permitirá estimar el rango de potencias fotovoltaicas que cumplen todos los requisitos energéticos y económicos según las características de cada perfil y tipo de industria, la tarifa y la zona geográfica en la que se ubique. En la tabla únicamente aparece la potencia superior, ya que la potencia mínima que se puede instalar para que el sistema sea adecuado es 0, dado que toda la energía generada por sistemas muy pequeños se consume.

Análisis de los resultados obtenidos

A partir de los resultados obtenidos en el apartado anterior, y teniendo en cuenta el uso de la potencia pico para normalizar las curvas, no es posible asociar los resultados exclusivamente al porcentaje de consumo durante el día, dado que cada industria presenta un consumo total diferente. En este sentido, se define el **factor de carga (FC)** como el cociente entre la potencia media de consumo y la potencia pico, tal y como se muestra en la Ecuación 6.1:

$$FC = \frac{P_{\text{media}}}{P_{\text{máxima}}} \quad (6.1)$$

Donde:

- P_{media} (kW): es el valor promedio de la potencia consumida por la instalación.
- $P_{\text{máxima}}$ (kW): es la potencia máxima registrada durante el periodo de muestreo en la instalación.

Si el factor de carga es cercano a 1, significa que la instalación está utilizando casi toda su capacidad instalada de manera constante. Este dato se puede estimar durante la fase de proyecto, considerando los tiempos de operación y la simultaneidad del trabajo de las industrias.

En la Figura 6.26 se presenta la relación entre el factor de carga y la potencia fotovoltaica pico obtenida para cada una de las industrias analizadas para la ciudad de Málaga y para la Tarifa 6.1TD. Se observa una tendencia lineal con un coeficiente de determinación $R^2 = 0,9$, lo que indica una fuerte correlación entre ambas variables.

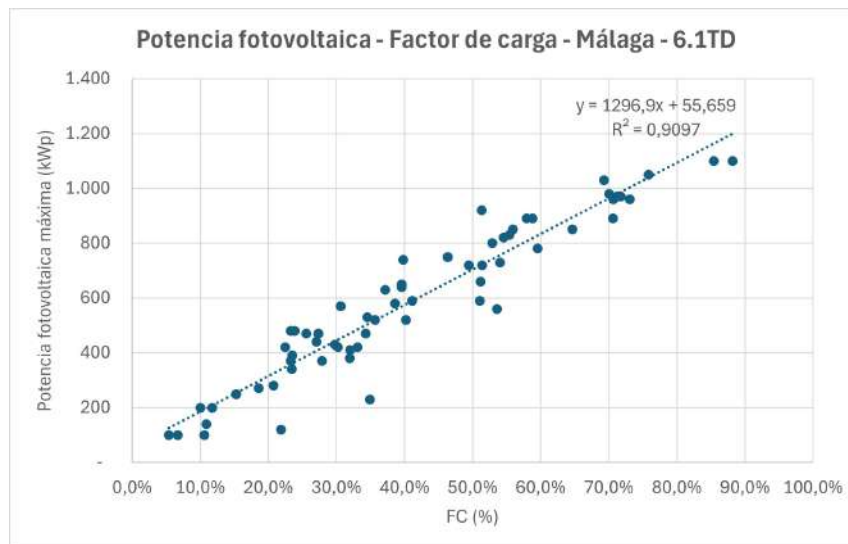


Figura 6.26: Potencia pico fotovoltaica calculada frente al factor de carga

Si además de emplear el factor de carga se combina con el consumo diario de la instalación, se obtiene un coeficiente de determinación $R^2 = 0,98$, lo que evidencia una relación aún más fuerte que al considerar únicamente el factor de carga. Esto se debe a que el producto de ambos parámetros representa, de forma proporcional, la cantidad de energía que puede ser suministrada directamente por la generación solar. Esta relación se ilustra en la Figura 6.27:

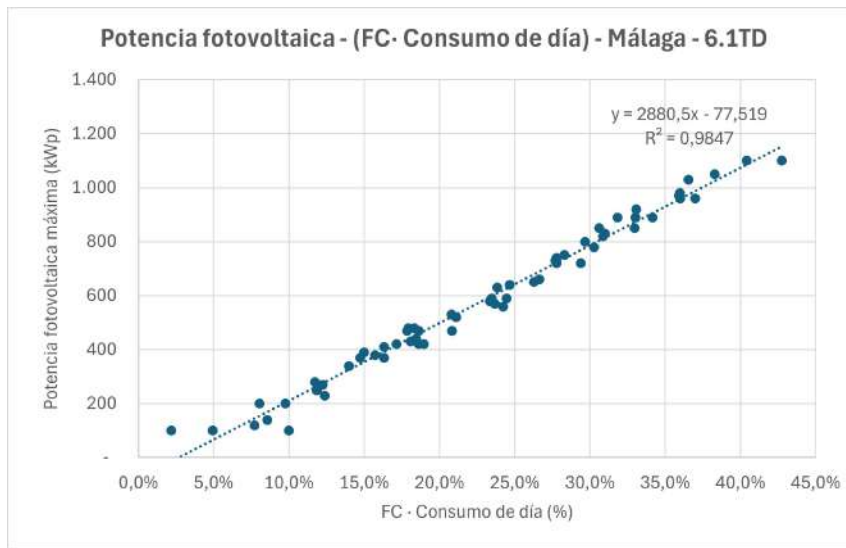


Figura 6.27: Potencia pico fotovoltaica calculada frente al producto del factor de carga y el consumo de día

El porcentaje de consumo durante las horas en las que hay producción puede estimarse en función del tipo de curva de demanda. Los perfiles con consumos predominantemente nocturnos tendrán un porcentaje más bajo, mientras que los perfiles diurnos tendrán valores más altos. Para poder estimar este porcentaje, se ha realizado un análisis detallado de las perfiles disponibles, mostrando los resultados obtenidos en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2: Porcentajes de consumo durante el día máximos y mínimos en función del perfil tipo de consumo

Curva tipo de consumo	Consumo día máximo	Consumo día mínimo
Día	64,1 %	48,5 %
Día Descendente	77,6 %	45,3 %
Mañana	94,2 %	49,2 %
Tarde	54,1 %	47,3 %
Noche	40,8 %	35,3 %
Constante	48,4 %	47,9 %

En algunos casos, se observa como en perfiles diurnos el porcentaje es inferior al 50%. Esto se debe a que, al calcularlo, se consideran las horas en las que se genera energía, mientras que, para la clasificación, se tiene en cuenta la forma de la curva de demanda, el cual incluye horas fijas en las que no hay producción, como ocurre en invierno. Los valores de la Tabla 6.2 son orientativos, pero reflejan que los perfiles nocturnos tienen más del 50% del consumo total durante las horas de penumbra, y los perfiles constantes tienen un consumo similar durante el día y la noche.

Por último, se presenta una tabla con las potencias correspondientes a las industrias seleccionadas como ejemplo. Las tablas completas, con el resto de industrias y datos (tipo de curva, porcentaje de consumo de día, etc.), se encuentra en el *Anexo VI*.

PREDIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA INDUSTRIAS – RESULTADOS SIN BATERÍAS															
INDUSTRIAS	TARIFA 6.1TD (246,9 kWp)			TARIFA 6.2TD (1.657,3 kWp)			TARIFA 6.3TD (4.160,0 kWp)			TARIFA 6.4TD (4.823,9 kWp)					
	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 1 D. DESCENDENTE F.C. 70,7% CONS. DÍA 51,0%	Z. GEOGR.														
	P. SUP. (kWp)	960	920	650	910	850	6.200	6.000	4.200	5.800	5.600	17.000	16.000	11.200	16.000
CURVA 2 DÍA	Z. GEOGR.														
	P. SUP. (kWp)	800	760	530	750	710	5.200	5.000	3.400	4.800	4.600	13.800	13.200	9.000	13.000
CURVA 9 MANANA F.C. 54,0% CONS. DÍA 51,3%	Z. GEOGR.														
	P. SUP. (kWp)	730	710	500	700	660	4.800	4.600	3.200	4.400	4.200	12.600	12.200	8.400	12.000
CURVA 14 TARDE F.C. 85,4% CONS. DÍA 47,3%	Z. GEOGR.														
	P. SUP. (kWp)	1.100	1.050	740	1.050	990	7.200	6.800	4.800	6.800	6.400	18.600	18.800	13.000	18.600
CURVA 17 NOCHE F.C. 34,9% CONS. DÍA 35,4%	Z. GEOGR.														
	P. SUP. (kWp)	230	180	100	180	160	1.400	1.200	-	1.200	1.000	4.000	3.000	-	3.200
CURVA 19 CONSTANTE F.C. 70,6% CONS. DÍA 48,4%	Z. GEOGR.														
	P. SUP. (kWp)	890	850	590	850	800	5.800	5.600	3.800	5.600	5.200	15.800	15.000	10.200	15.000

Modelo lineal para la obtención de la potencia fotovoltaica pico

El análisis realizado determina unos rangos de potencias fotovoltaicas adecuadas que varían en función del perfil analizado, la ubicación geográfica y la tarifa seleccionada. El objetivo es desarrollar una expresión que sintetice estos resultados y sea aplicable a industrias con otras potencias o ubicaciones distintas a las inicialmente estudiadas. Para ello, se adimensionalizan las potencias fotovoltaicas pico empleando las potencias pico de consumo, permitiendo una comparación entre distintas instalaciones. Además, los resultados muestran que las potencias fotovoltaicas normalizadas son proporcionales a la generación fotovoltaica esperada en la ubicación analizada.

A partir de este enfoque, se obtiene la expresión que se muestra en la Ecuación 6.2, que toma Málaga como zona de referencia, ya que es la zona con mayor irradiación. **Dicha expresión permite obtener, para cada potencia pico de demanda y para cada zona geográfica, la potencia fotovoltaica pico máxima dentro del rango en el que la instalación resulta rentable.** Cada tarifa y cada industria tienen un precio medio de consumo distinto debido a sus perfiles de consumo. Esto dificulta establecer una relación simplificada entre las tarifas, por lo que cada una presenta términos diferentes en la expresión desarrollada.

$$\frac{P_{\text{pico FV}}}{P_{\text{pico demanda}}} = \frac{G_z}{G_{\text{Málaga}}} \cdot [A \cdot (FC \cdot C_{\text{día}}) - B] \quad (6.2)$$

Donde:

- $P_{\text{pico FV}}$ (kW) : Potencia pico fotovoltaica instalada.
- P_{pico} (kW) : Potencia pico de consumo de la instalación.
- G_z (kWh/kWp) : Generación fotovoltaica esperada por kWp de fotovoltaica instalada. Se selecciona este parámetro porque excluye factores como las pérdidas de generación y las variaciones debidas a la orientación e inclinación de los módulos, lo que permite establecer una base de comparación común entre distintas ubicaciones.
- $G_{\text{Málaga}}$ (kWh/kWp): Generación fotovoltaica esperada por kWp de fotovoltaica instalada en Málaga, para una orientación sur de los módulos y una inclinación de 35° (1.738,12 kWh/kWp).
- A : Coeficiente de ajuste para el modelo lineal (sin unidades).
- FC (%): Factor de carga de la industria.
- $C_{\text{día}}$ (%): Porcentaje del consumo de la industria que ocurre durante las horas de sol.
- B : Término independiente del modelo lineal.

En la Tabla 6.3 se presentan los coeficientes lineales adimensionales en función de la tarifa seleccionada, que se corresponden con los de la zona de Málaga (establecida como referencia):

Tabla 6.3: Valores de los coeficientes A y B de la ecuación del modelo lineal

Tarifa	Coefficiente A	Coefficiente B
6.1TD	11,6718	0,3139
6.2TD	11,7178	0,43409
6.3TD	12,5526	0,47796
6.4TD	12,6449	0,5240

Para contrastar el modelo realizado, se realizará un análisis detallado en el que las potencias pico de las industrias se estimarán a partir de las potencias medias de cada período de facturación dentro de cada tarifa, basándose en los datos proporcionados por el informe de la CNMC de abril de 2024 [16]. Se realiza el estudio para cada tarifa y zona geográfica para las industrias ejemplo. Las potencias fotovoltaicas obtenidas por ambos métodos se presentan en el *Anexo VI*. Por último, se emplean dos métricas estadísticas para comparar los valores resultantes de ambos métodos: el error porcentual absoluto medio (*MAPE*) y el coeficiente de determinación (R^2) [54].

El MAPE se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{P_{\text{real},i} - P_{\text{modelo},i}}{P_{\text{real},i}} \right| \times 100 \quad (6.3)$$

donde $P_{\text{real},i}$ representa la potencia fotovoltaica obtenida mediante el modelo en Matlab, mientras que $P_{\text{modelo},i}$ corresponde a la estimación proporcionada por la aproximación lineal. Este indicador cuantifica el error relativo medio en términos porcentuales, permitiendo evaluar la precisión del modelo evitando las diferencias de magnitud entre los valores analizados.

Por otro lado, el coeficiente de determinación R^2 se calcula aplicando la siguiente expresión:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (P_{\text{real},i} - P_{\text{modelo},i})^2}{\sum_{i=1}^n (P_{\text{real},i} - \bar{P}_{\text{real}})^2} \quad (6.4)$$

donde \bar{P}_{real} es el valor medio de las potencias obtenidas en Matlab. Este coeficiente mide el grado de ajuste del modelo lineal a los datos reales, siendo su valor óptimo cercano a 1.

Observando los errores obtenidos, el modelo no predice los resultados para los que no hay solución óptima. En las curvas de ejemplo, esto ocurre cuando el producto del factor de consumo y el porcentaje de consumo durante las horas de generación es muy bajo (alrededor del 12%), situación que se observa en el perfil nocturno en Bilbao para las tarifas 6.2TD a 6.4TD. Realizando el análisis completo para todas las industrias se tiene lo siguiente:

- Si $FC \cdot C_{\text{día}} < 12,2\%$, el modelo no predice con precisión los resultados para ninguna de las ubicaciones estudiadas.
- Si la zona geográfica es Bilbao, el modelo no predice los resultados si $FC \cdot C_{\text{día}} < 25\%$.

Los valores obtenidos para el MAPE y R^2 para cada tarifa, eliminando aquellos casos cuyo producto $FCC_{\text{día}}$ no cumplen las condiciones anteriores, se recogen en la Tabla 6.4. El modelo muestra un ajuste excelente ($R^2 > 99\%$) y un error de predicción bajo (MAPE entre 9,22 % y 10,87 %), lo que indica una alta precisión para todas las tarifas.

Tabla 6.4: Resultados estadísticos del análisis comparativo de ambos métodos sin baterías

Tarifa	MAPE	R^2
6.1TD	10,87 %	99,56 %
6.2TD	9,97 %	99,24 %
6.3TD	9,22 %	99,28 %
6.4TD	10,59 %	99,55 %

Es importante señalar que **el modelo es válido únicamente bajo las condiciones en las que se ha desarrollado este trabajo**. Cualquier modificación en los parámetros externos, como los precios de la energía o los costes de instalación, puede alterar los resultados.

A modo de resumen, en la Figura 6.28, se añade un diagrama de flujo que muestra los pasos seguidos para llegar al modelo lineal que permite determinar el rango de potencias pico fotovoltaicas para instalaciones sin baterías:

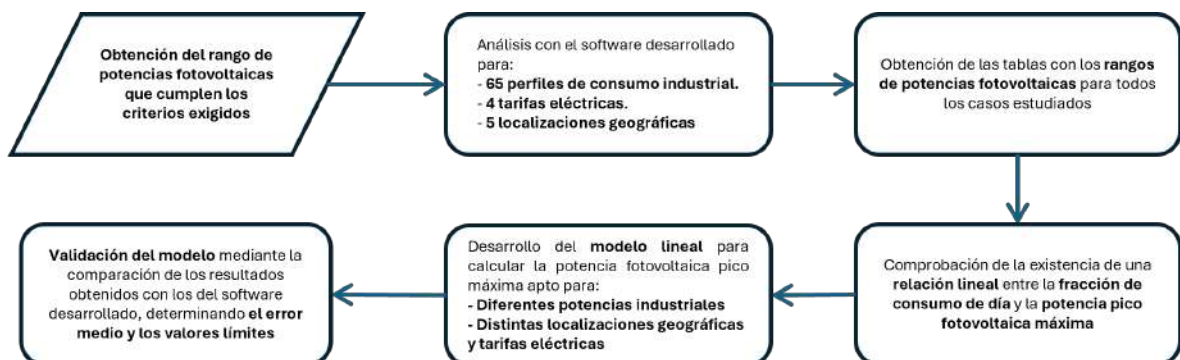


Figura 6.28: Diagrama de flujo del proceso seguido para la obtención del modelo lineal para instalaciones sin baterías

6.4. Instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento

Este apartado se centra en el análisis del dimensionado de instalaciones fotovoltaicas con baterías. Se seguirá la misma metodología que en el estudio sin baterías, determinando el rango recomendado de potencias y capacidades, así como la combinación de ambos, para cada industria, tarifa y zona geográfica evaluada. Para ello, se aplicarán los criterios de dimensionado que garanticen una instalación eficiente tanto en términos energéticos como económicos.

6.4.1. Determinación de la autosuficiencia mínima con baterías

Los sistemas con almacenamiento logran cubrir un mayor porcentaje de la demanda energética que las instalaciones sin baterías, alcanzando niveles superiores de autosuficiencia. Esta ventaja puede justificar su implementación según las necesidades energéticas de cada caso, aunque su inversión inicial sea más alta.

En el Apartado 5.2.2, se propuso que la autosuficiencia mínima en sistemas con baterías sería el máximo teórico alcanzable sin almacenamiento. No obstante, el análisis de las instalaciones sin baterías arroja que ninguna industria llega a esos valores. Por ello, se establecerá como **autosuficiencia mínima en sistemas con baterías el valor máximo obtenido de las instalaciones sin baterías**, asegurando así que ningún caso quede excluido.

6.4.2. Análisis de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento

A continuación, se definen los criterios energéticos y económicos que deben cumplirse para que una instalación fotovoltaica con baterías sea óptima económica y energéticamente:

1. $VAN > 0$
2. $TIR > 10\%$
3. $LCOE < \text{Precio medio consumo de red}$
4. $PRS < 25 \text{ años}$
5. $\text{Autosuficiencia} > \text{Autosuficiencia máxima alcanzada sin baterías}$

Se van a emplear los perfiles de ejemplo para determinar los rangos de potencia y de capacidad recomendados y analizar el comportamiento de las diferentes curvas. En este caso, únicamente se llevará a cabo la normalización mediante la potencia pico, ya que se conoce que para el mismo consumo total, una mayor radiación solar durante el día incrementa la rentabilidad de la instalación, lo que resulta en un rango más amplio de potencias y capacidades óptimas.

Normalización mediante la potencia pico

Se lleva a cabo la adimensionalización de las curvas usando la potencia pico (2.2). A continuación, se muestran los resultados para las capacidades y potencias óptimas de la Industria 1 (perfil día descendente) para la tarifa 6.1TD y para Málaga, Valencia y Bilbao. Asimismo, se incluyen los resultados para la misma tarifa y las mismas zonas de la Industria 17 (perfil noche). El resto de gráficas se adjuntan en el *Anexo VII*.

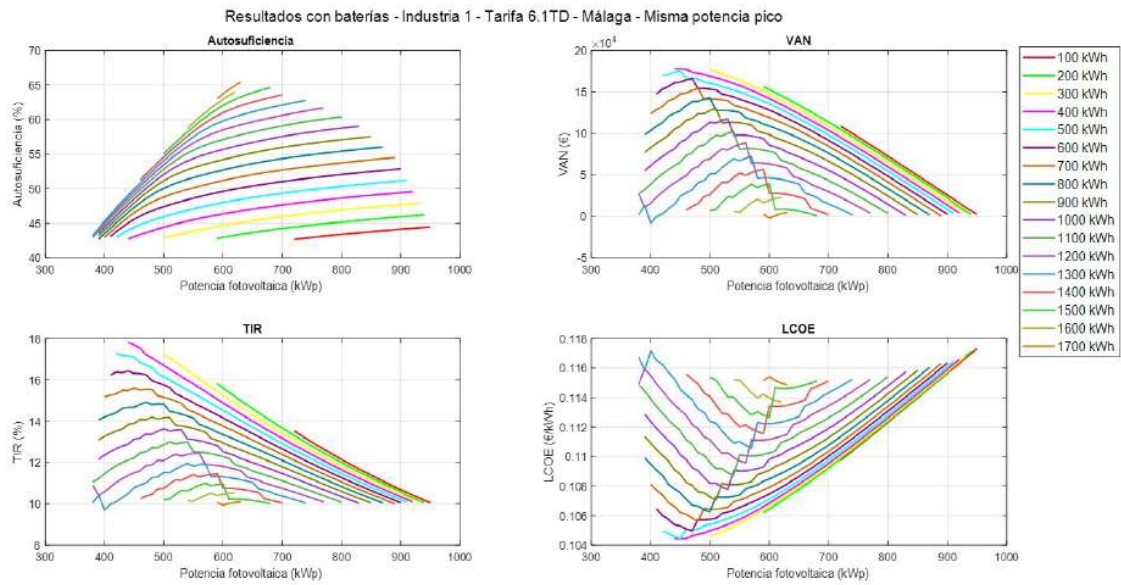


Figura 6.29: Resultados obtenidos con baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) en Málaga - Misma potencia pico

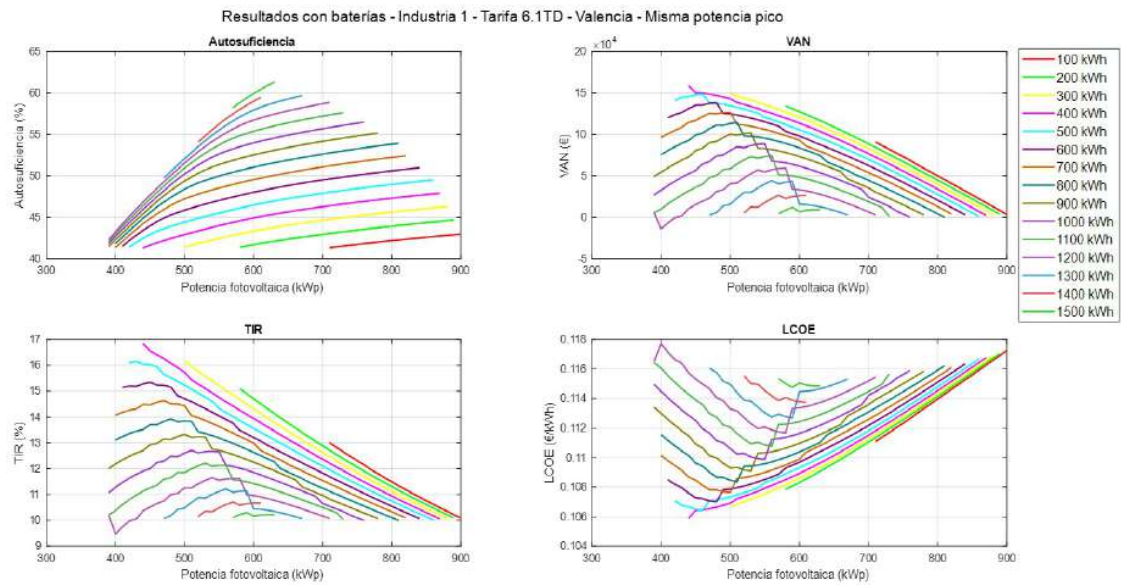


Figura 6.30: Resultados obtenidos con baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) en Valencia - Misma potencia pico

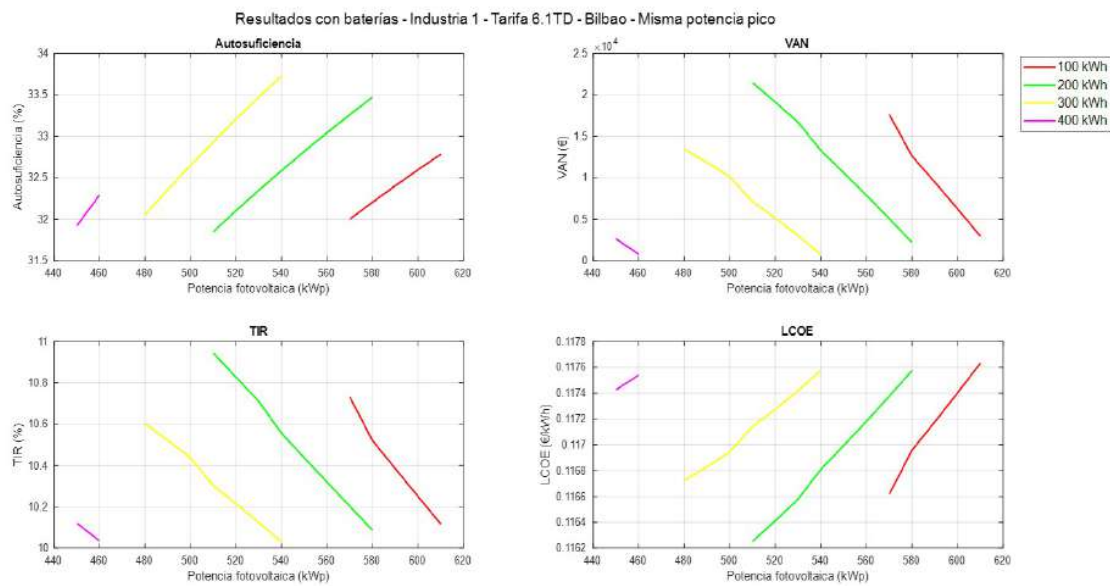


Figura 6.31: Resultados obtenidos con baterías para la Industria 1 (Tarifa 6.1TD) en Bilbao - Misma potencia pico

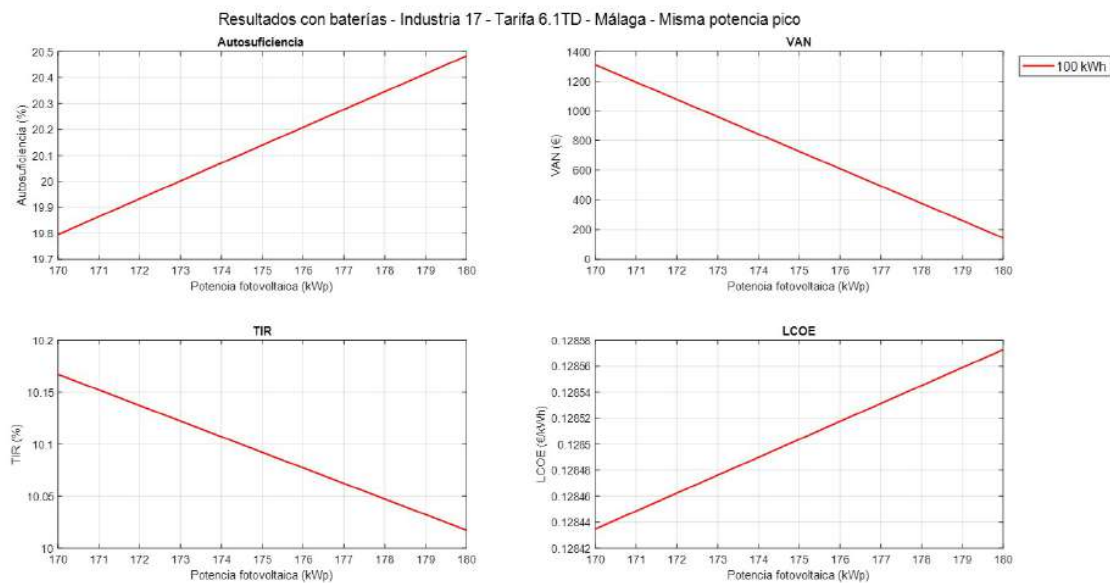


Figura 6.32: Resultados obtenidos con baterías para la Industria 17 (Tarifa 6.1TD) en Málaga - Misma potencia pico

Analizando las figuras anteriores, se extraen las siguientes conclusiones:

- Al imponer que la autosuficiencia mínima de las instalaciones con baterías sea superior a la máxima conseguida con las instalaciones sin baterías, los resultados no están influenciados por la compensación de excedentes (las potencias mínimas obtenidas son superiores a los 100 kW). Por tanto, las consideraciones finales para la tarifa

representada son extrapolables al resto de tarifas. Sin embargo, hay otras industrias con consumo de noche en las que solo resulta rentable para la tarifa 6.1TD cuando la potencia es inferior a 100 kW.

- Al igual que en el caso sin almacenamiento, las industrias con un alto consumo nocturno no resultan rentables. Dado el alto coste de las baterías, no es viable instalar grandes sistemas de almacenamiento que se carguen durante el día para abastecer el consumo nocturno. De hecho, la instalación fotovoltaica con almacenamiento solo es rentable (con 100 kWh) en Málaga, donde la irradiación favorece su viabilidad.
- Cuanto mayor es la irradiación en una ubicación, más amplio es el rango de capacidades de almacenamiento y potencias fotovoltaicas para las que la instalación resulta rentable.

Se representan en las Figuras 6.33 y 6.34 el VAN y la potencia fotovoltaica pico máxima obtenidos para la ciudad de Málaga y la tarifa 6.1TD. En ellos, se aprecia como **los resultados para las instalaciones con almacenamiento**, al igual que sin baterías, **dependen de la cantidad de consumo de energía durante las horas de generación.**

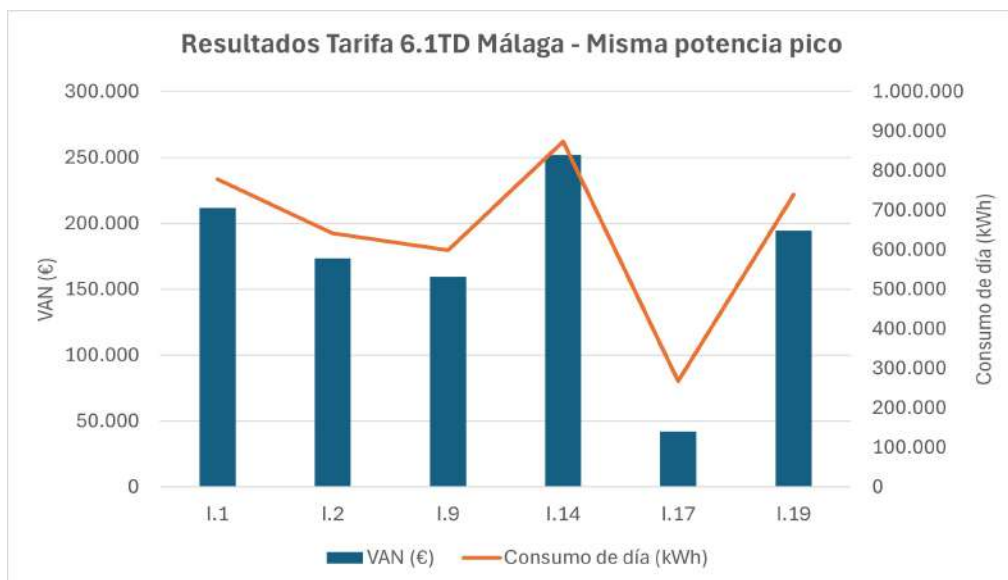


Figura 6.33: VAN máximo y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia pico

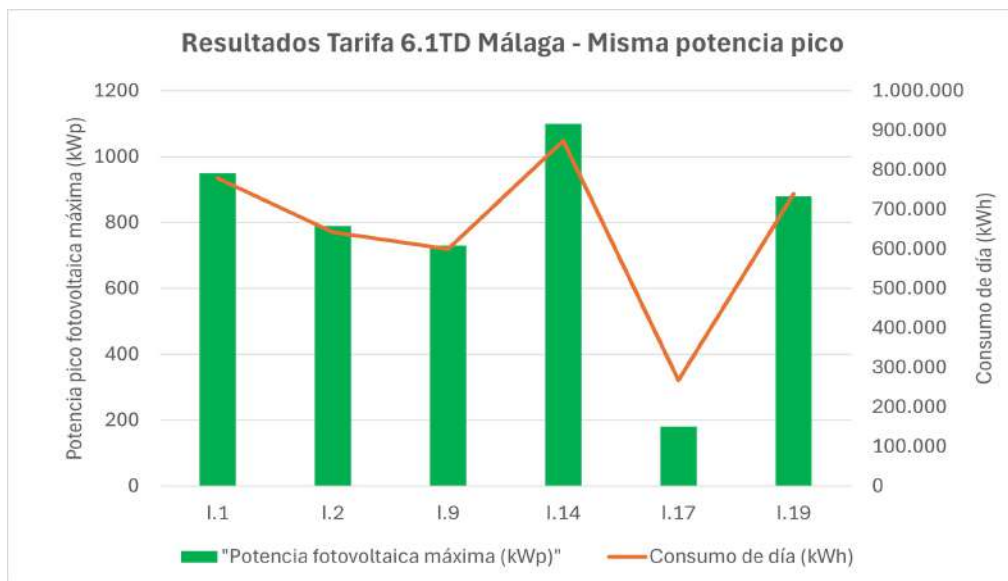


Figura 6.34: Potencia fotovoltaica máxima y consumo de día para la ciudad de Málaga (Tarifa 6.1TD) - Misma potencia total

6.4.3. Predimensionado de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento

Para realizar un predimensionado de las instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento se utilizará la potencia correspondiente al periodo de facturación eléctrica P6, siguiendo la misma metodología que en las instalaciones sin baterías. Las potencias pico consideradas para cada tarifa, tal y como se recogen en la Tabla 2.5, son las siguientes:

1. **Tarifa 6.1TD:** 246,9 kWp.
2. **Tarifa 6.2TD:** 1.657,3 kWp.
3. **Tarifa 6.3TD:** 4.160,0 kWp.
4. **Tarifa 6.4TD:** 4.823,9 kWp.

El resultado será una tabla que permitirá estimar el rango máximo de potencias fotovoltaicas y capacidades de almacenamiento que cumplen los criterios exigidos en función de cada perfil y tipo de industria, la tarifa y la zona geográfica. A partir de la potencia máxima de la industria y de la tarifa y, considerando el tipo de industria, patrón de consumo y ubicación, será posible realizar un predimensionado de la instalación fotovoltaica con baterías.

Análisis de los resultados obtenidos

En la tabla anterior se presentan los rangos de potencias y capacidades máximas para las industrias ejemplo en los que la instalación resulta óptima. No obstante, existe una relación entre ambos, ya que cada capacidad tiene un rango de potencias adecuadas. A

continuación, se muestran unas gráficas para las Industrias 1 (Figura 6.35) y 17 (Figura 6.36) para la ciudad de Málaga y la Tarifa 6.1TD. Se observa que, a medida que disminuye el consumo diurno, también lo hacen los rangos de capacidades y potencias, hasta que en la industria 17 (perfil noche) solo resulta rentable una capacidad de 100 kWh. Asimismo, a medida que la capacidad de las baterías aumenta, los rangos de potencias tienden a reducirse.

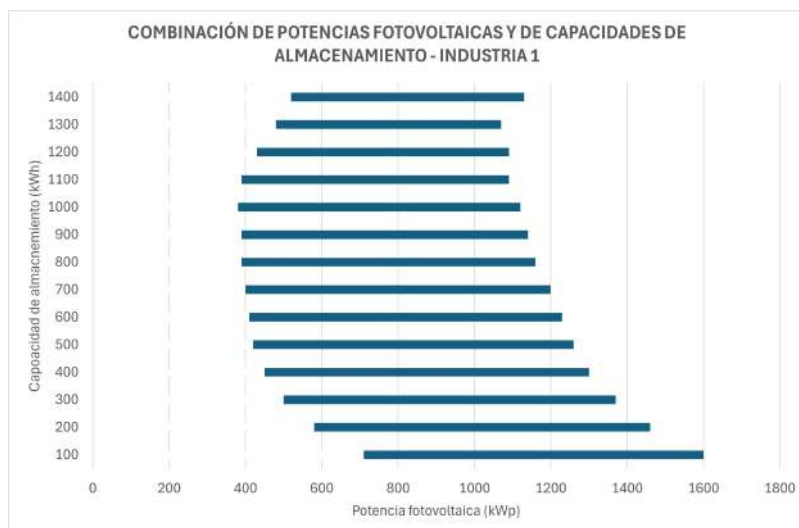


Figura 6.35: Combinación de potencias y capacidades óptimas para la Industria en Málaga - Tarifa 6.1TD

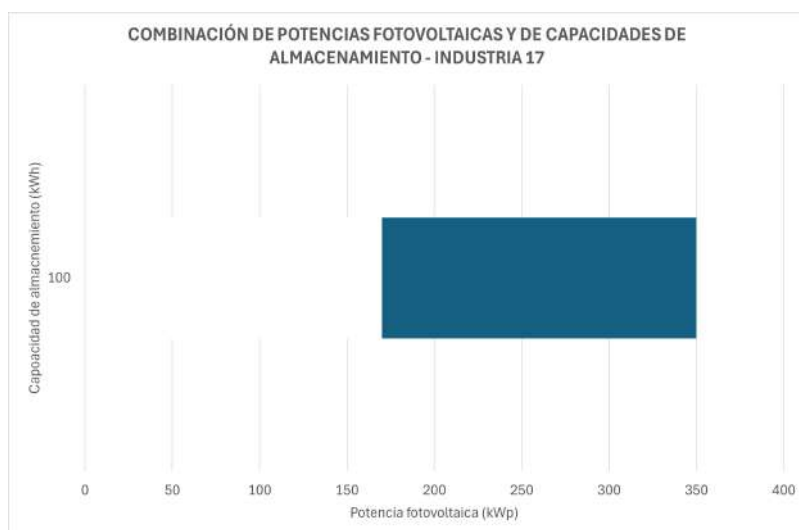


Figura 6.36: Combinación de potencias y capacidades óptimas para la Industria 17 en Málaga - Tarifa 6.1TD

Para el caso sin baterías, se determinó que la potencia fotovoltaica máxima variaba linealmente con el producto del factor de carga con el porcentaje de consumo durante las horas de generación fotovoltaica. En cambio, cuando se incorporan baterías, las potencias fotovoltaicas mínima y máxima de la instalación pueden aproximarse mediante una expre-

sión cuadrática, obteniéndose un coeficiente de determinación R^2 superior a 0,9, lo que indica una fuerte correlación entre las variables.

No se ha observado una relación clara entre la capacidad máxima de almacenamiento y el producto del factor de carga con el porcentaje de consumo durante las horas de generación fotovoltaica, por lo que no se muestra en este análisis. Dado que las baterías dependen de la combinación de potencias, la relación entre las variables no es tan directa como en el caso de las potencias.

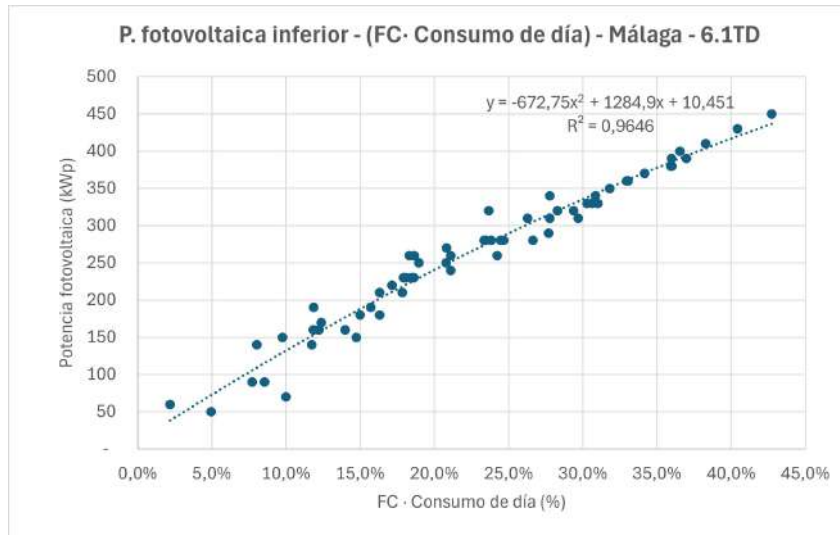


Figura 6.37: Potencia pico fotovoltaica inferior calculada frente al producto del factor de carga y el consumo de día

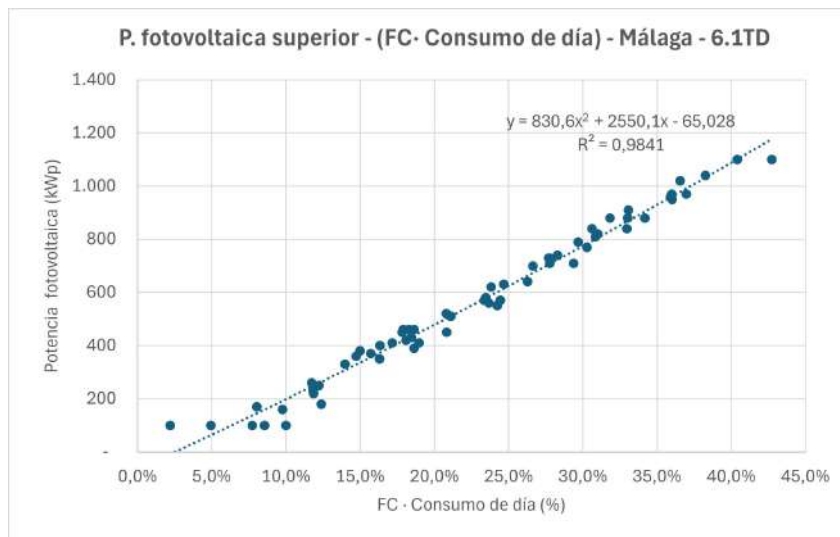


Figura 6.38: Potencia pico fotovoltaica superior calculada frente al producto del factor de carga y el consumo de día

Por último, se presenta una tabla con las potencias y capacidades para las industrias ejemplo. La tabla completa se adjunta en el *Anexo VII*.

PREDIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA INDUSTRIAS – RESULTADOS CON BATERÍAS																									
INDUSTRIAS	TARIFA 6.1TD (246,9 kWp)				TARIFA 6.2TD (1.657,3 kWp)				TARIFA 6.3TD (4.160,0 kWp)				TARIFA 6.4TD (4.823,9 kWp)												
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN				
CURVA 1 D. DESCENDENTE F.C. 70,7% CONS. DÍA 51,0%	P. INF. (kWp)	380	390	450	380	390	2.600	2.600	3.200	2.600	2.600	6.400	6.600	8.000	6.600	6.600	7.600	7.600	9.400	7.600	7.600	7.800			
	P. SUP. (kWp)	950	900	610	890	840	6.200	5.800	4.000	5.800	5.400	16.800	16.000	11.000	15.800	14.800	19.400	18.400	12.200	18.200	17.000	17.000			
	C. INF (kWh)	100	100	100	100	100	200	200	200	200	200	500	500	500	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000			
	C. SUP (kWh)	1.700	1.500	400	1.400	1.200	10.200	9.200	2.000	8.600	7.000	26.500	23.500	5.500	22.500	18.000	29.000	26.000	6.000	25.000	20.000	20.000			
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.
CURVA 2 DÍA F.C. 52,9% CONS. DÍA 56,1%	P. INF. (kWp)	310	320	370	310	320	2.200	2.200	2.600	2.200	2.200	5.400	5.400	6.400	5.400	5.400	6.200	6.200	7.400	6.200	6.200	6.200	6.200		
	P. SUP. (kWp)	790	750	490	740	690	5.200	4.800	3.200	4.800	4.600	13.800	13.200	8.800	13.000	12.000	15.800	15.000	9.800	14.800	13.800	13.800			
	C. INF (kWh)	100	100	100	100	100	200	200	400	200	200	500	500	500	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
	C. SUP (kWh)	1.400	1.300	300	1.200	1.000	8.600	7.600	1.600	7.400	6.000	22.000	20.000	4.500	19.000	15.000	24.000	22.000	5.000	21.000	17.000	17.000			
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.
CURVA 9 MANANA F.C. 54,0% CONS. DÍA 51,3%	P. INF. (kWp)	290	300	350	300	310	2.000	2.000	2.400	2.000	2.200	5.000	5.200	6.000	5.000	5.200	5.800	6.000	7.200	5.800	6.000	6.000	6.000		
	P. SUP. (kWp)	730	700	470	690	650	4.800	4.600	3.200	4.400	4.200	12.600	12.000	8.200	12.000	11.200	14.400	13.800	9.200	13.600	12.600	12.600			
	C. INF (kWh)	100	100	100	100	100	200	200	200	200	200	500	500	500	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
	C. SUP (kWh)	1.200	1.100	300	1.100	800	7.400	6.600	1.600	6.400	5.200	19.000	17.000	4.500	16.500	13.500	21.000	19.000	4.000	18.000	14.000	14.000			
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.
CURVA 14 TARDE F.C. 85,4% CONS. DÍA 47,3%	P. INF. (kWp)	430	430	490	420	430	3.000	3.000	3.400	2.800	3.000	7.200	7.400	8.800	7.200	7.400	8.400	8.400	10.200	8.400	8.400	8.600	8.600		
	P. SUP. (kWp)	1.100	1.040	710	1.030	970	7.200	6.800	4.600	6.800	6.400	18.600	18.600	12.800	18.600	17.600	21.600	21.600	14.400	21.600	20.400	20.400			
	C. INF (kWh)	100	100	100	100	100	200	200	200	200	200	500	500	500	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
	C. SUP (kWh)	2.100	1.900	500	1.800	1.500	12.800	11.600	2.600	11.000	9.000	33.500	30.000	7.000	29.000	23.500	37.000	33.000	8.000	32.000	26.000	26.000			
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.
CURVA 17 NOCHE F.C. 34,9% CONS. DÍA 35,4%	P. INF. (kWp)	170	0	0	0	100	1.200	0	0	0	0	3.400	0	0	0	0	3.800	0	0	0	0	0	0		
	P. SUP. (kWp)	180	0	0	0	100	1.400	0	0	0	0	3.600	0	0	0	0	3.800	0	0	0	0	0	0		
	C. INF (kWh)	100	0	0	0	200	200	0	0	0	0	500	0	0	0	0	1.000	0	0	0	0	0	0		
	C. SUP (kWh)	100	0	0	0	200	400	0	0	0	0	1.000	0	0	0	0	1.000	0	0	0	0	0	0		
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.
CURVA 19 CONSTANTE F.C. 70,6% CONS. DÍA 48,4%	P. INF. (kWp)	370	370	440	370	370	2.600	2.600	3.200	2.600	2.600	6.200	6.400	7.800	6.200	6.400	7.200	7.200	9.200	7.200	7.200	7.400	7.400		
	P. SUP. (kWp)	880	840	550	830	780	5.800	5.600	3.600	5.400	5.200	15.800	15.000	10.000	14.800	14.000	18.200	17.200	11.000	17.200	16.000	16.000			
	C. INF (kWh)	100	100	100	100	100	200	200	400	200	200	500	500	500	500	500	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		
	C. SUP (kWh)	1.600	1.400	300	1.300	1.100	9.600	8.600	1.600	8.200	6.600	25.000	22.000	4.000	21.500	17.500	28.000	25.000	4.000	24.000	19.000	19.000			
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.

Modelo cuadrático para la obtención de las potencias fotovoltaicas pico y capacidades de almacenamiento

Al igual que en el caso sin baterías, el objetivo es desarrollar una expresión que resuma todos los resultados obtenidos para las diferentes industrias, ubicaciones y tarifas analizadas. Para ello, se ajusta la Ecuación 6.2, incorporando la relación cuadrática observada al considerar el uso de baterías.

Utilizando Málaga como zona de referencia y determinando coeficientes específicos para cada tarifa, así como para las potencias óptimas mínimas y máximas, se obtiene la Ecuación 6.5. Esta expresión permite calcular, en función de la potencia pico de demanda y la ubicación geográfica, los valores de potencia fotovoltaica pico mínima y máxima dentro del rango en el que la instalación resulta rentable.

$$\frac{P_{\text{pico FV}}}{P_{\text{pico demanda}}} = \frac{G_z}{G_{\text{Málaga}}} \cdot [A \cdot \alpha^2 + B \cdot \alpha + C] \quad (6.5)$$

$$\alpha = FC \cdot C_{\text{día}} \quad (6.6)$$

Donde:

- $P_{\text{pico FV}}$ (kW) : Potencia pico fotovoltaica mínima o máxima instalada.
- P_{pico} (kW) : Potencia pico de consumo de la instalación.
- G_z (kWh/kWp) : Generación fotovoltaica esperada por kWp de fotovoltaica instalada. Se selecciona este parámetro porque excluye factores como las pérdidas de generación y las variaciones debidas a la orientación e inclinación de los módulos, lo que permite establecer una base de comparación común entre distintas ubicaciones.
- $G_{\text{Málaga}}$ (kWh/kWp): Generación fotovoltaica esperada por kWp de fotovoltaica instalada en Málaga, para una orientación sur de los módulos y una inclinación de 35° (1.738,12 kWh/kWp).
- A, B, C : Coeficientes de ajuste para el modelo cuadrático (sin unidades).
- FC (%): Factor de carga de la industria.
- $C_{\text{día}}$ (%): Porcentaje del consumo de la industria que ocurre durante las horas de sol.

En las Tablas 6.5 y 6.6 se presentan los coeficientes lineales adimensionales en función de la tarifa seleccionada, que se corresponden con los de la zona de Málaga (establecida como referencia):

Tabla 6.5: Valores de los coeficientes A, B y C de la ecuación del modelo cuadrático para la potencia fotovoltaica pico mínima

Tarifa	Coefficiente A	Coefficiente B	Coefficiente C
6.1TD	-2,644	5,122	0,0598
6.2TD	-3,565	5,523	0,0672
6.3TD	-3,167	5,410	0,0367
6.4TD	-2,729	5,218	0,0586

Tabla 6.6: Valores de los coeficientes A, B y C de la ecuación del modelo cuadrático para la potencia fotovoltaica pico máxima

Tarifa	Coefficiente A	Coefficiente B	Coefficiente C
6.1TD	1,542	11,156	-0,335
6.2TD	2,471	10,492	-0,308
6.3TD	2,564	11,232	-0,342
6.4TD	3,119	11,115	-0,389

Para contrastar los modelos propuestos, al igual que en el caso sin baterías, se realiza un análisis detallado en el que las potencias pico de las industrias se obtendrán del informe de la CNMC [16]. Se desarrolla el estudio para cada tarifa y zona geográfica para las industrias ejemplo. Los resultados obtenidos se presentan en el *Anexo VII*.

El modelo no predice los resultados para los que no hay solución óptima. En las curvas de ejemplo, esto ocurre cuando el **producto del factor de consumo y el porcentaje de consumo durante las horas de generación es muy bajo (alrededor del 12 %)**, situación que se observa en el perfil nocturno. Además, **para la zona de Bilbao, el modelo no predice con exactitud las potencias**, con un MAPE superior al 35 %. Estas conclusiones son extrapolables al resto de perfiles.

Los valores obtenidos para el MAPE para cada tarifa se recogen en la Tabla 6.7. El modelo muestra un error de predicción bajo (MAPE entre 4,24 % y 13,74 %), lo que indica una alta precisión para todas las tarifas. Es importante destacar que **los resultados de error no incluyen la zona de Bilbao ni la industria 17**.

Tabla 6.7: Resultados estadísticos del análisis comparativo de ambos métodos con baterías

Tarifa	MAPE Pmin	MAPE Pmax
6.1TD	4,40 %	6,22 %
6.2TD	4,99 %	4,82 %
6.3TD	4,63 %	13,74 %
6.4TD	4,24 %	10,10 %

Es importante señalar que **el modelo es válido únicamente bajo las condiciones en las que se ha desarrollado este trabajo**. Cualquier modificación en los parámetros externos, como los precios de la energía, los costes de instalación o el modelo de baterías, puede alterar los resultados.

Empleando la Ecuación 6.5 se puede estimar la potencia mínima y máxima fotovoltaica de la instalación y, en función de los valores obtenidos, de la tarifa, zona geográfica y tipo de curva se puede estimar las capacidades mínimas y máximas haciendo uso de los resultados obtenidos recogidos en las tablas del *Anexo VII*. Además, para visualizar la combinación entre potencias y capacidades de cada industria, se ha desarrollado un visualizador en Excel (se muestran dos imágenes ejemplo en la página siguiente) que integra todas las soluciones y permite analizar las principales características de las curvas (Factor de Carga, consumo durante las horas de generación, perfil medio, etc.). Con estas herramientas, se puede realizar un predimensionado de una instalación fotovoltaica con baterías considerando distintas zonas geográficas, tipos de industria y otros factores relevantes.

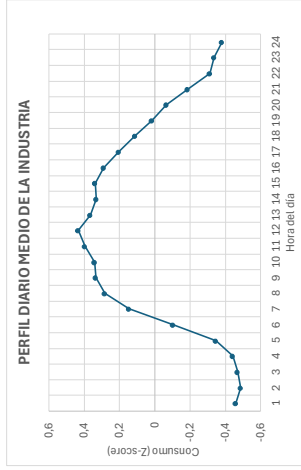
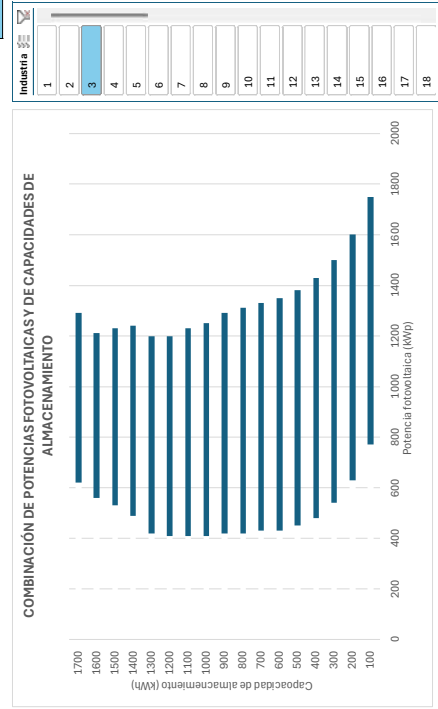
CURVA CONSUMO TIPO DÍA DESCENDENTE

Zona geográfica:

FACTOR DE CARGA: 76,82%
CONSUMO DE DÍA: 30,45%

Tarifa:

Capacidades (kWh)	P. inferior (kWp)	P. superior (kWp)
100	770	588
200	630	979
300	540	960
400	480	950
500	450	930
600	430	920
700	430	900
800	420	880
900	420	870
1000	410	850
1100	410	830
1200	410	790
1300	420	780
1400	480	750
1500	530	700
1600	560	650
1700	620	670



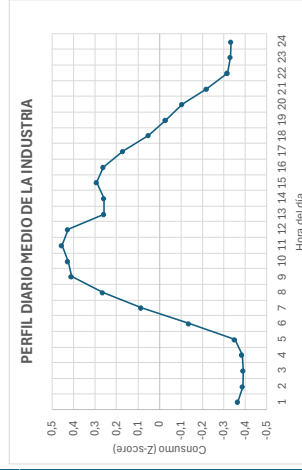
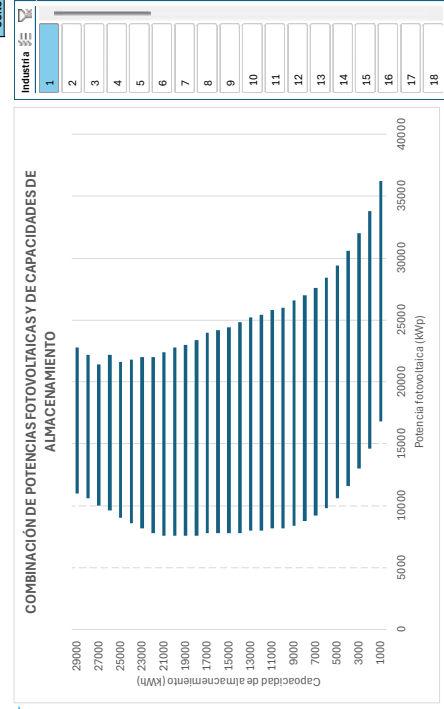
CURVA CONSUMO TIPO DÍA DESCENDENTE

Zona geográfica:

FACTOR DE CARGA: 70,166%
CONSUMO DE DÍA: 50,96%

Tarifa:

Capacidades (kWh)	P. inferior (kWp)	P. superior (kWp)
1000	16800	13400
2000	14600	13200
3000	13000	13000
4000	11600	13000
5000	10600	13000
6000	9800	13000
7000	9200	13000
8000	8700	13000
9000	8400	13000
10000	8200	12800
11000	8200	12600
12000	8000	12400
13000	8000	12200
14000	7800	12000
15000	7800	11800
16000	7800	11600
17000	7600	11400
18000	7600	11200
19000	7600	11000
20000	7600	10800
21000	7400	10600
22000	7400	10400
23000	7400	10200
24000	8200	10000
25000	8600	9800
26000	9000	9600
27000	9600	9400
28000	10000	9200
29000	10600	9000
30000	11000	8800



A modo de resumen, en la Figura 6.39, se añade un diagrama de flujo que muestra los pasos seguidos para llegar al modelo cuadrático que permite determinar el rango de potencias pico fotovoltaicas mínimas y máximas para instalaciones con baterías:

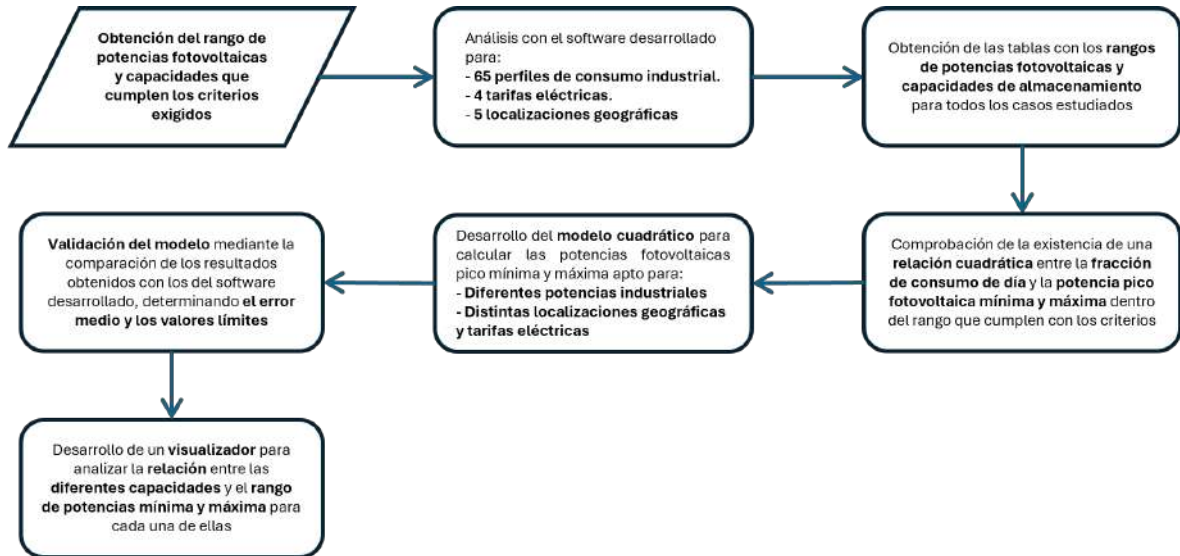


Figura 6.39: Diagrama de flujo del proceso seguido para la obtención del modelo cuadrático para instalaciones con baterías

Conclusiones y líneas futuras

En el presente trabajo se ha analizado la viabilidad técnica y económica de las instalaciones fotovoltaicas con y sin almacenamiento en el sector industrial. A partir de los resultados obtenidos, se pueden extraer diversas conclusiones sobre la rentabilidad y las aplicaciones de las soluciones encontradas.

En lo referente a las industrias sin almacenamiento, se ha hallado que aquellas industrias que cuentan con un mayor consumo durante las horas de generación fotovoltaica logran mejores indicadores económicos (VAN y TIR). En cambio, los perfiles de consumo mayoritariamente nocturnos presentan peores datos de rentabilidad, por lo que resulta más complejo justificar la inversión en sistemas fotovoltaicos sin baterías.

Por otro lado, el análisis realizado demuestra que el uso de almacenamiento de energía aumenta la autosuficiencia energética y mejora el aprovechamiento de la generación solar. Sin embargo, el alto coste de inversión y la necesidad de una o varias reposiciones a lo largo de la vida útil del sistema reducen la rentabilidad de estas instalaciones, incluso en aquellas donde la demanda es predominantemente nocturna. Además, se ha determinado que, cuanto mayor es la irradiación solar del lugar, más amplio es el rango de potencias y capacidades óptimas que garantizan su viabilidad económica.

La combinación de los indicadores energéticos y económicos seleccionados permite determinar los rangos de potencia en los que la instalación es adecuada. Cada indicador define un óptimo diferente, siendo el valor de potencia óptimo obtenido con el VAN y el LCOE más alto que el determinado por la TIR, tanto en instalaciones sin baterías como con ellas. En el caso de instalaciones con almacenamiento, cada capacidad establece un número óptimo de módulos fotovoltaicos.

Otro punto clave es la influencia de las tarifas eléctricas en la rentabilidad de las instalaciones. Se ha observado que para aquellas instalaciones en las que se compensan excedentes, la rentabilidad de los sistemas sin baterías mejora considerablemente, especialmente en perfiles de consumo con mayor demanda nocturna. Además, se observa una disminución en la rentabilidad según los criterios económicos y energéticos al alcanzarse los 100 kW de potencia fotovoltaica nominal. Por el contrario, cuando no se compensan los excedentes, el almacenamiento se vuelve una alternativa más atractiva, aunque no resulta viable en todos los casos debido a los elevados costes asociados.

Asimismo, el estudio de los diferentes perfiles mediante la normalización de las curvas empleando la potencia pico ha permitido establecer comparaciones entre diferentes industrias y ubicaciones, facilitando extrapolar los resultados a otros contextos. Este enfoque ha facilitado definir rangos óptimos de predimensionado de potencias fotovoltaicas y de capacidades de baterías, evaluando el impacto de las variaciones en las condiciones climáticas y los patrones de consumo.

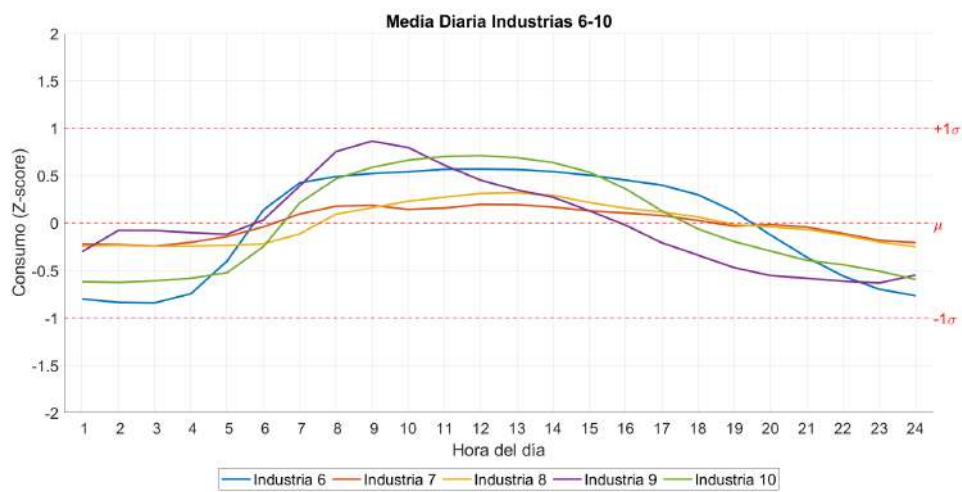
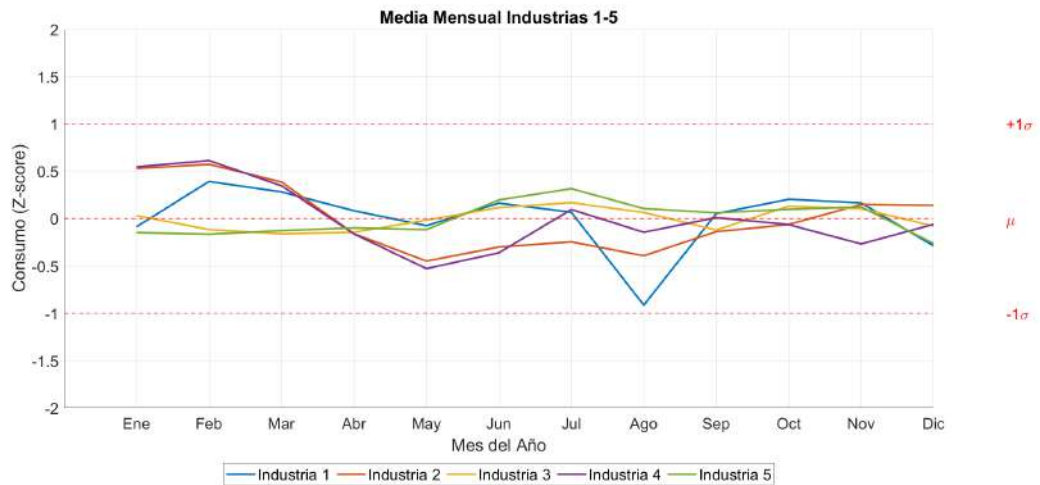
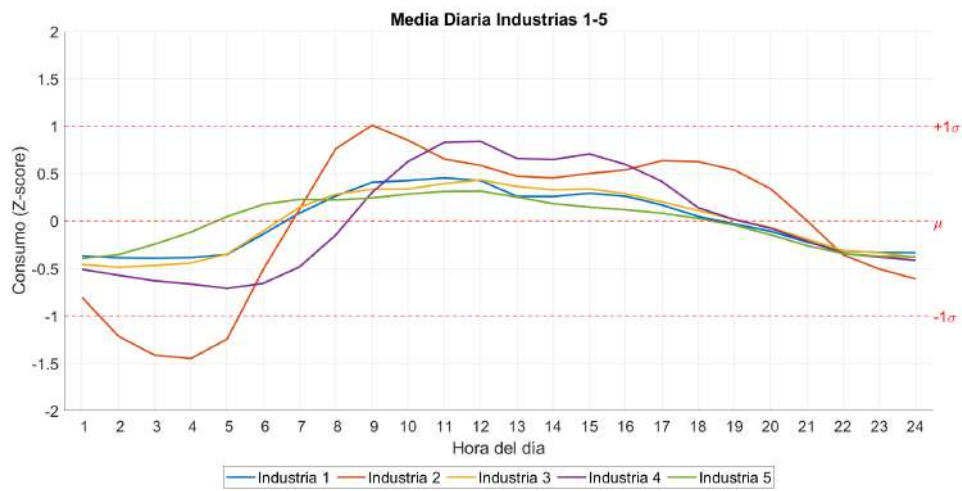
Se ha desarrollado un modelo lineal para calcular las potencias pico fotovoltaicas máximas en instalaciones sin baterías y un modelo cuadrático para determinar las potencias pico mínima y máxima en instalaciones con baterías. Estos modelos se han aplicado a distintas localizaciones y potencias industriales con un bajo error de aproximación. Esto permite, para las condiciones consideradas de precios de energía, costes de instalación, etc., determinar la instalación fotovoltaica adecuada en una fase de proyecto y obtener un predimensionado eficiente de los sistemas, tanto con como sin almacenamiento.

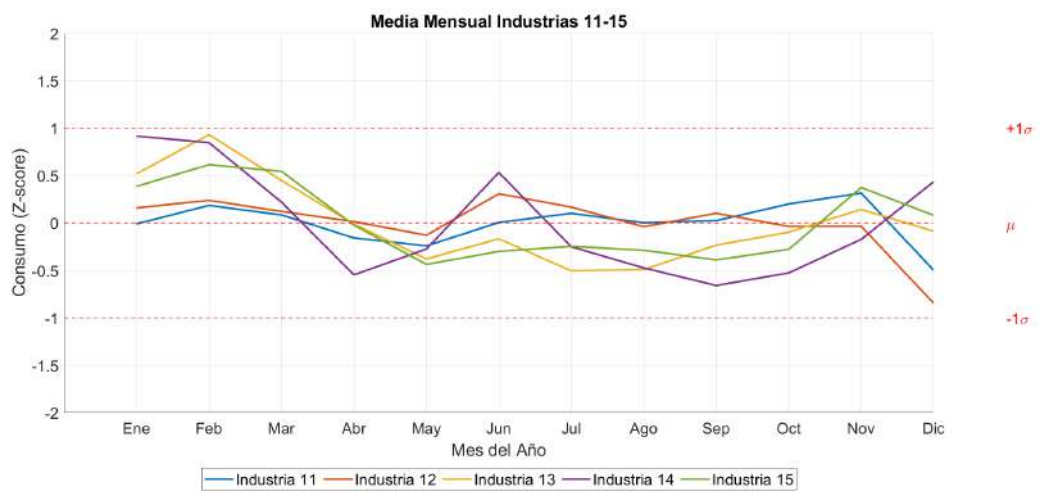
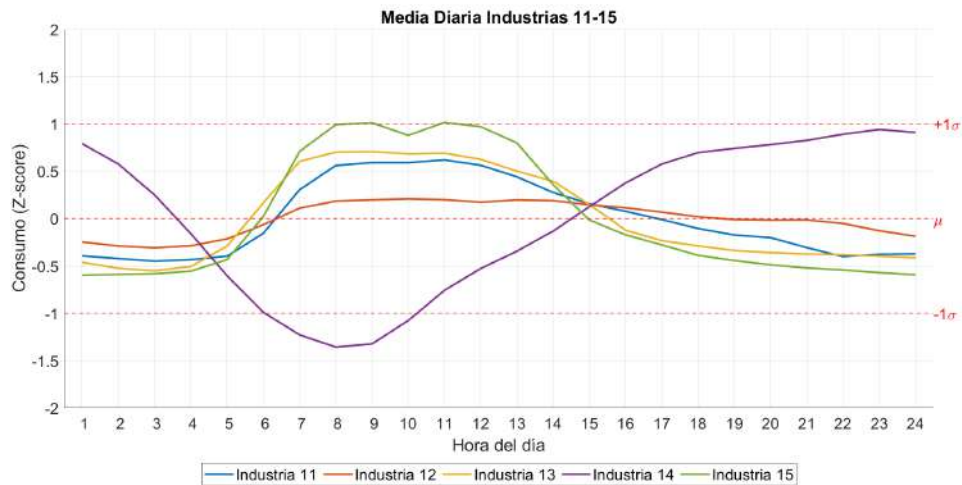
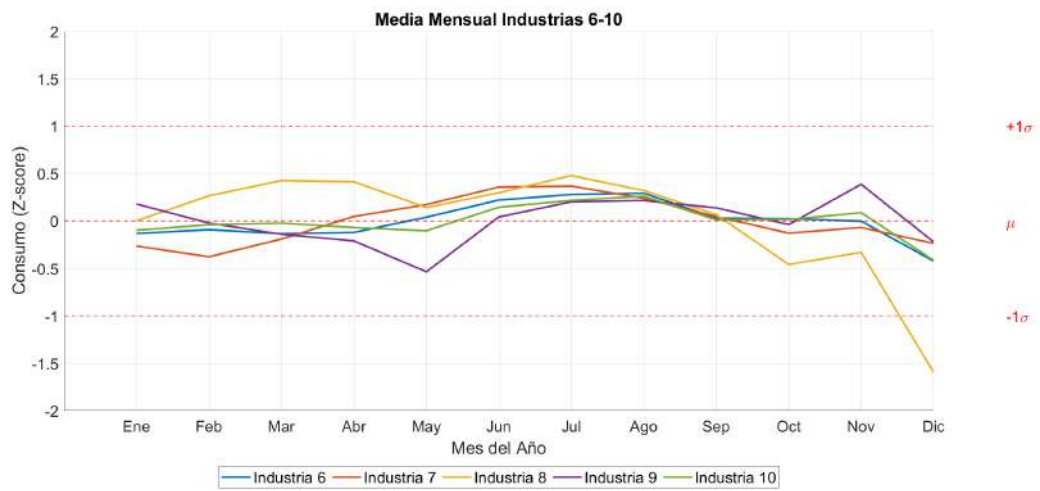
En cuanto a las líneas futuras de investigación, se identifican diversas oportunidades para profundizar en el estudio de instalaciones fotovoltaicas en el sector industrial:

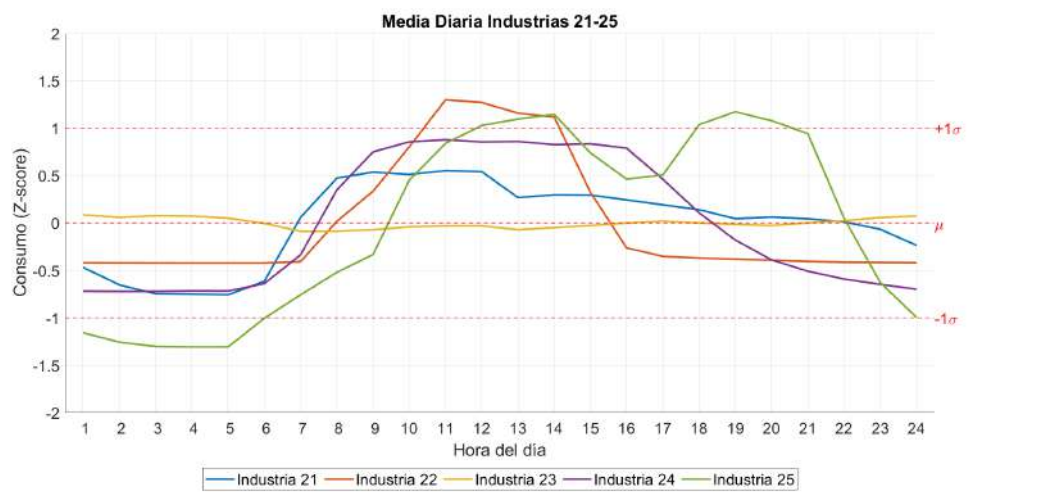
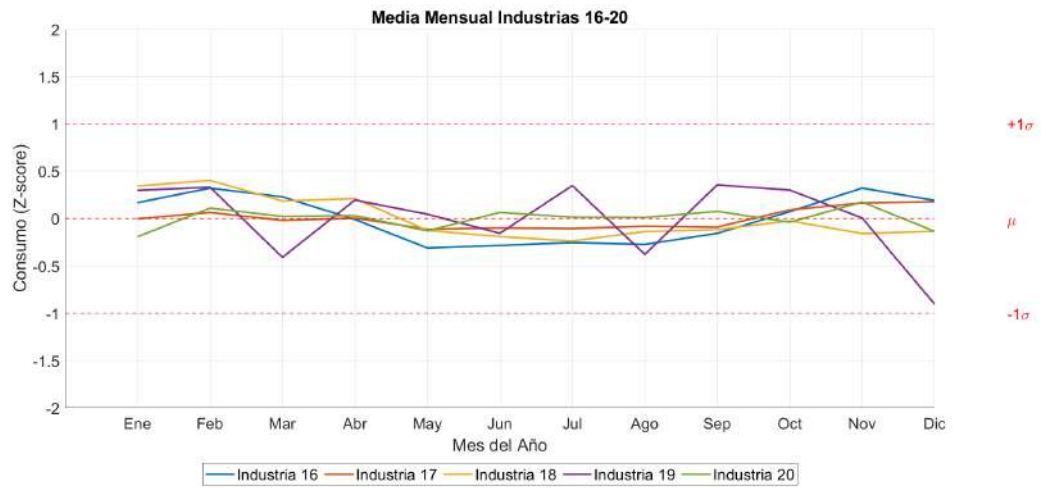
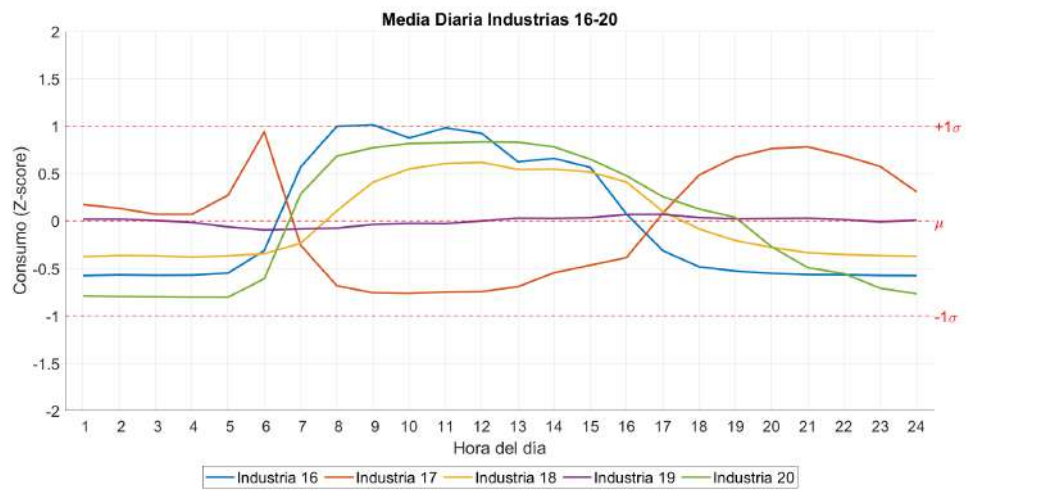
- **Análisis de picos de consumo:** Un aspecto frecuente de las industrias son los picos de consumo (aumentos significativos de la demanda durante periodos cortos de tiempo). En este sentido, sería interesante realizar un estudio detallado para analizar cómo estos picos afectan el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento, evaluando como las baterías pueden mitigarlos.
- **Estudios de escenarios con diferentes precios de energía:** El estudio llevado a cabo en el presente TFM toma como referencia el precio de la energía de 2024. Sin embargo, resultaría útil analizar diferentes escenarios de precios, ya que puede haber años con precios más altos, como ocurrió en 2022. Esto podría hacer que instalaciones inicialmente consideradas no rentables lleguen a serlo, al aprovechar los ahorros generados por la diferencia en los precios de la energía.
- **Planteamiento de otra programación para las baterías:** La programación actual de las baterías se basa en el hecho de que se emplea energía cuando la generación fotovoltaica no cubre toda la demanda y aún queda energía disponible. Sería relevante estudiar cómo las baterías pueden tomar energía de la red en momentos de precios más bajos y usarla en la instalación cuando la energía es más cara.

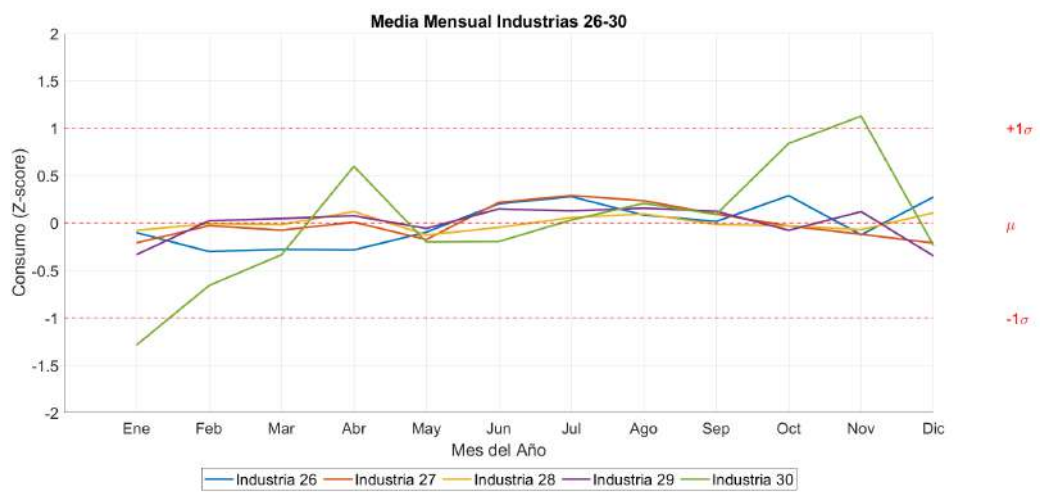
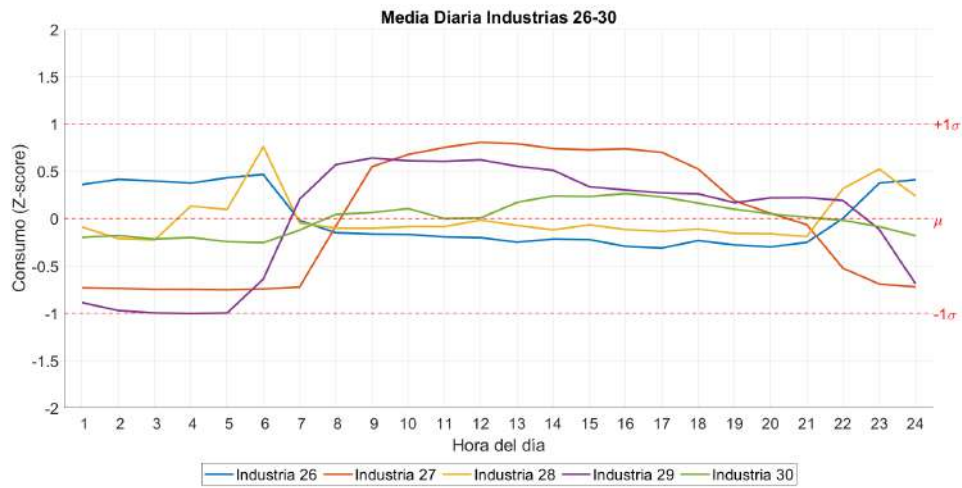
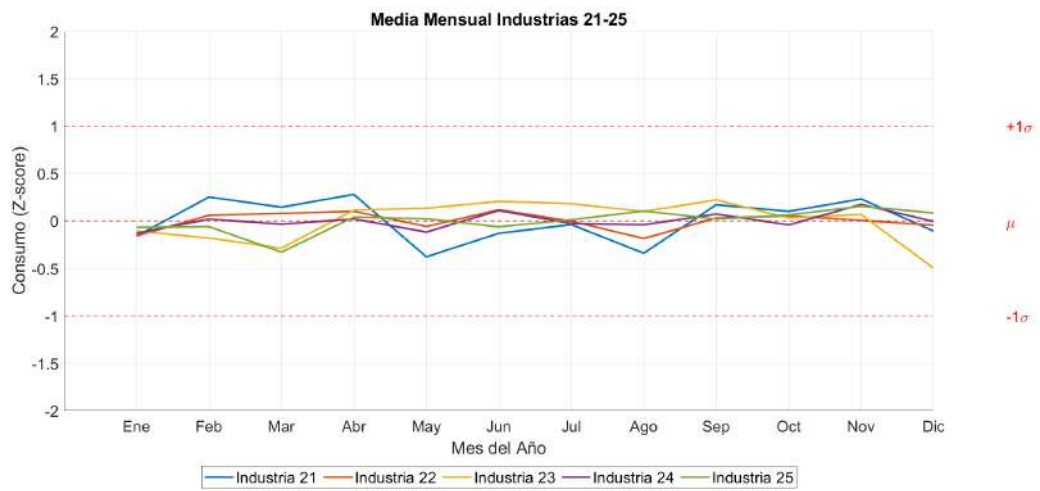
En conclusión, este trabajo ha demostrado el potencial de la energía fotovoltaica como una solución viable para la industria, destacando la importancia de un diseño adecuado para las instalaciones. Con el desarrollo tecnológico en los campos de la fotovoltaica y el almacenamiento, se espera que estos sistemas tomen un papel cada vez más relevante en la transición hacia un modelo energético más sostenible y eficiente.

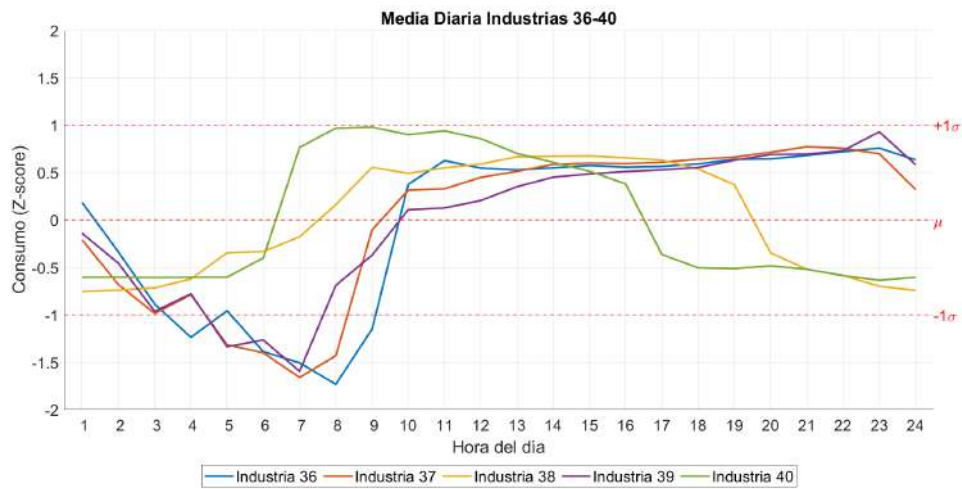
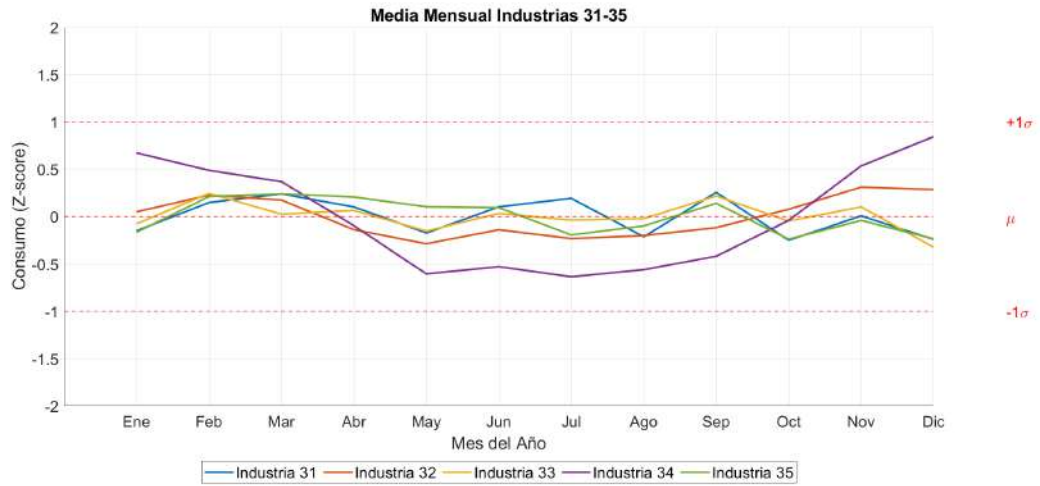
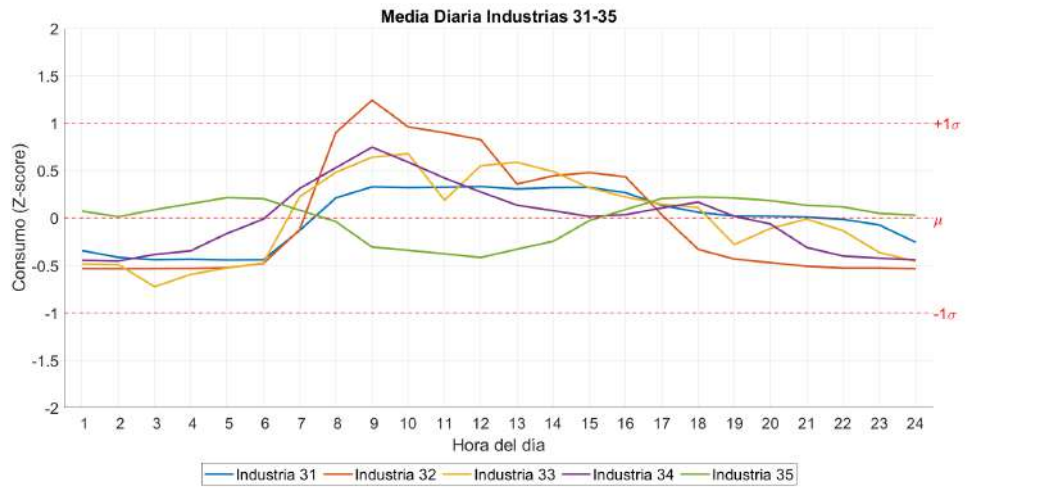
ANEXO I: CURVAS MEDIAS DE CONSUMO DIARIO Y MENSUAL

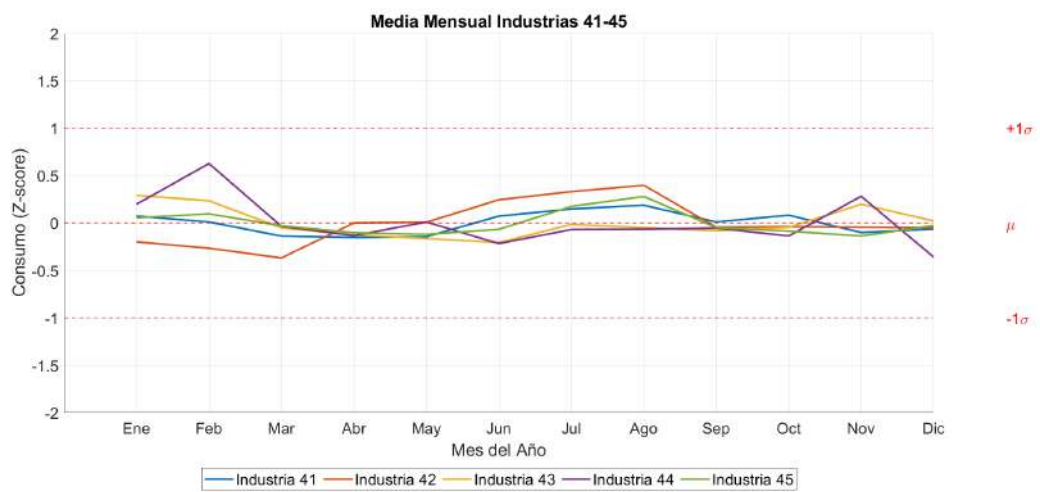
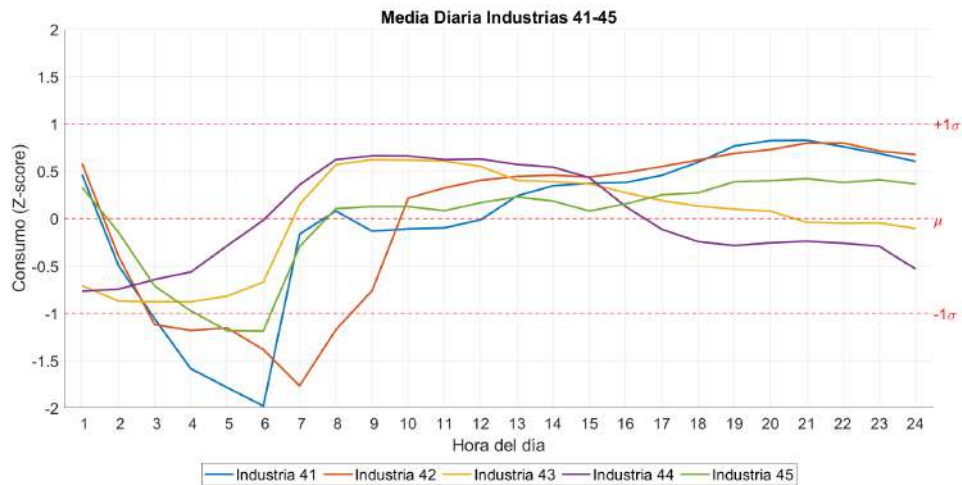
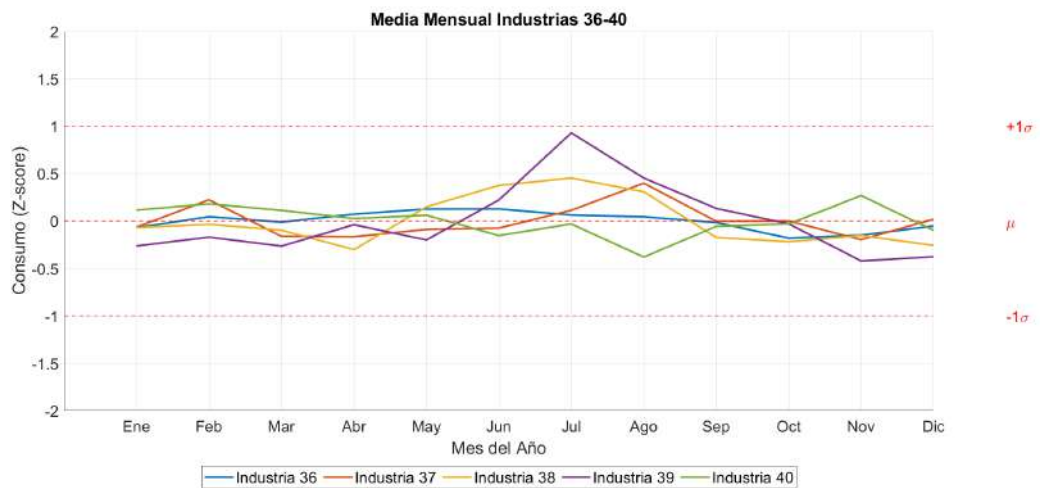


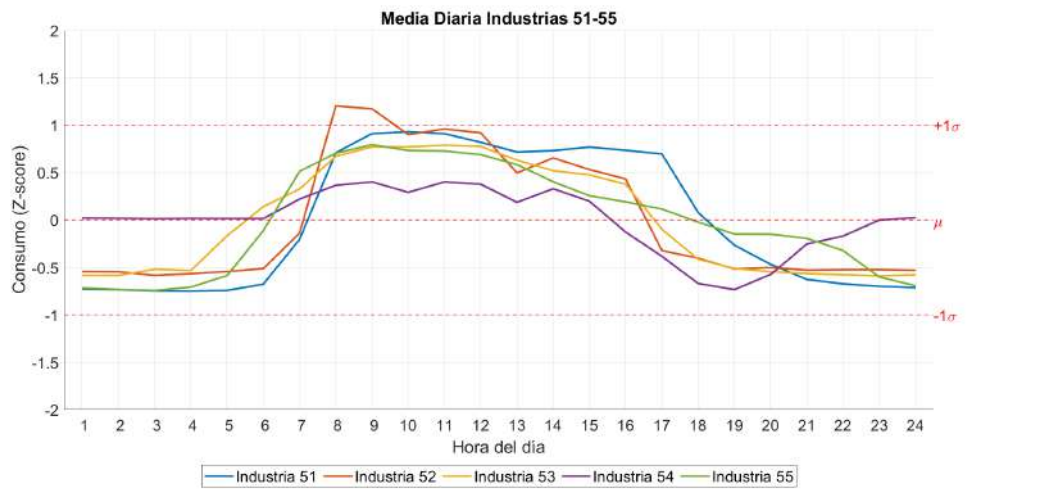
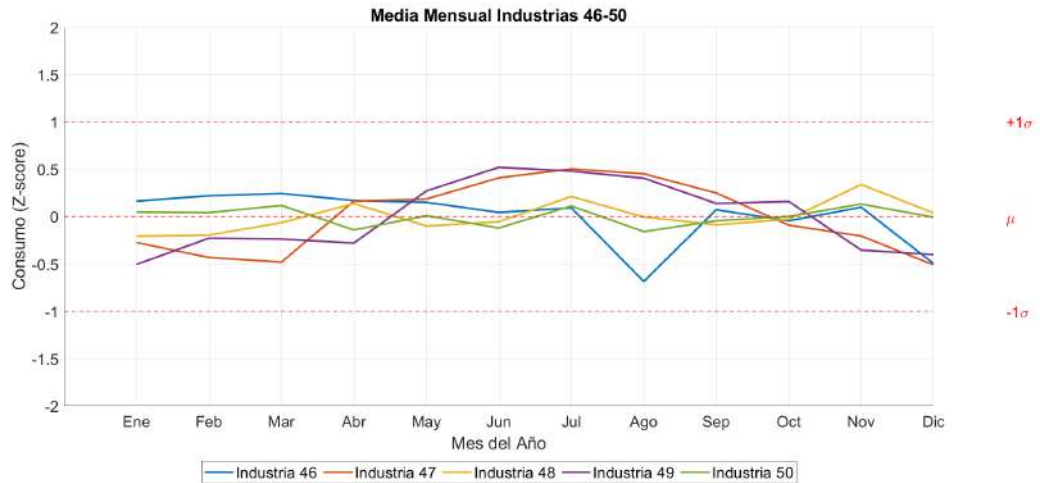
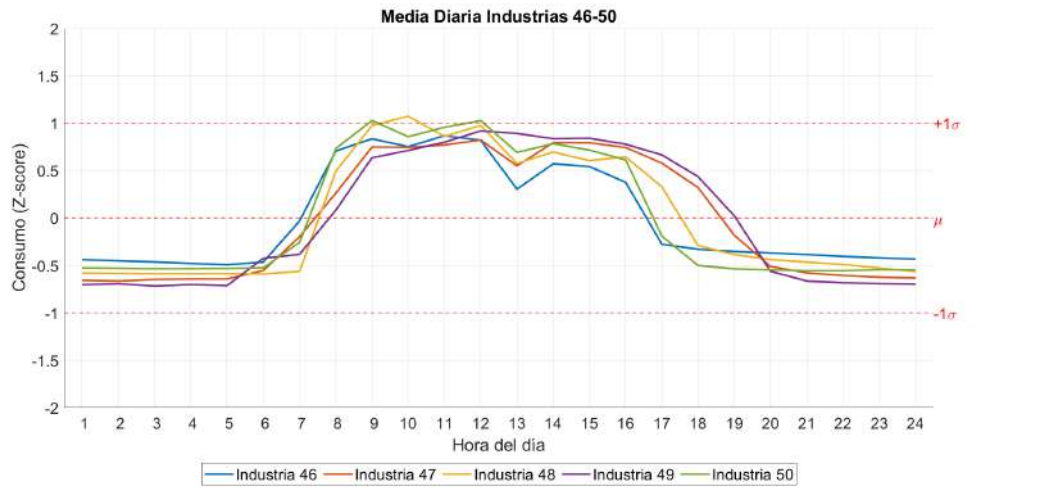


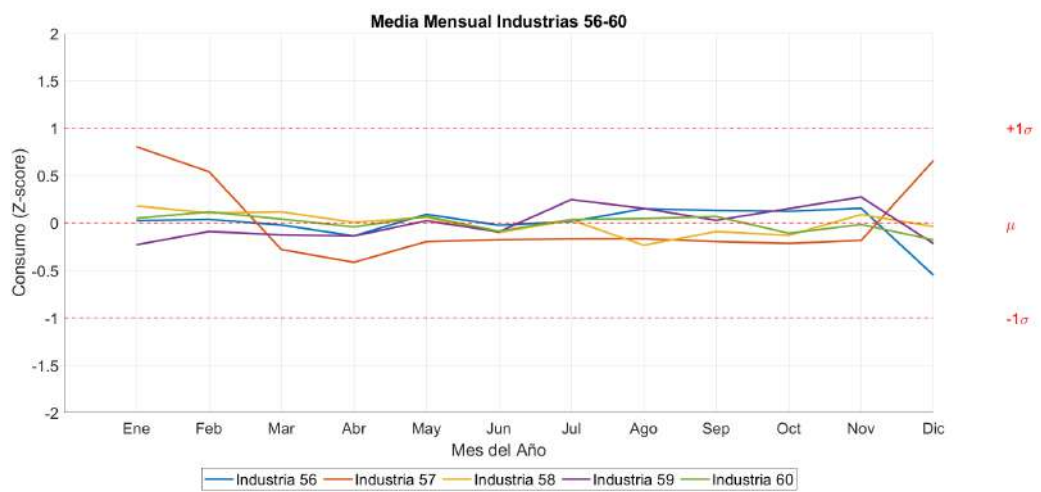
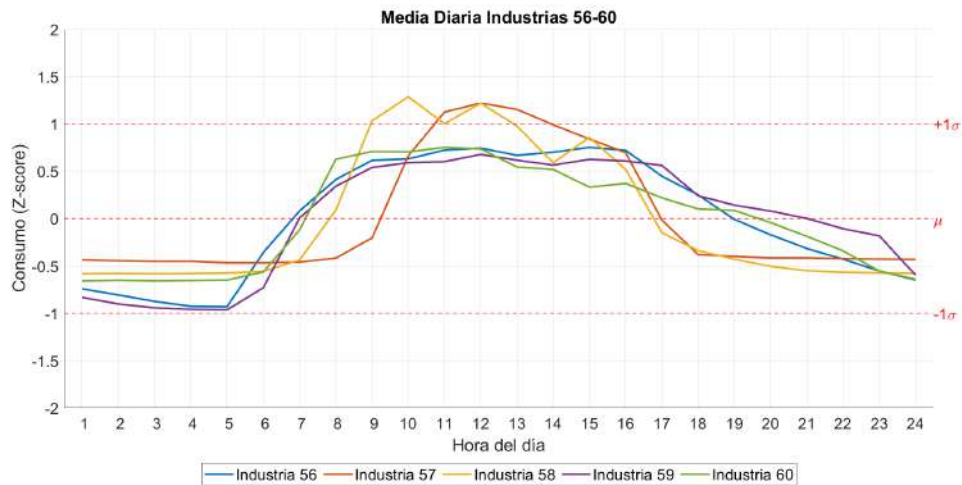
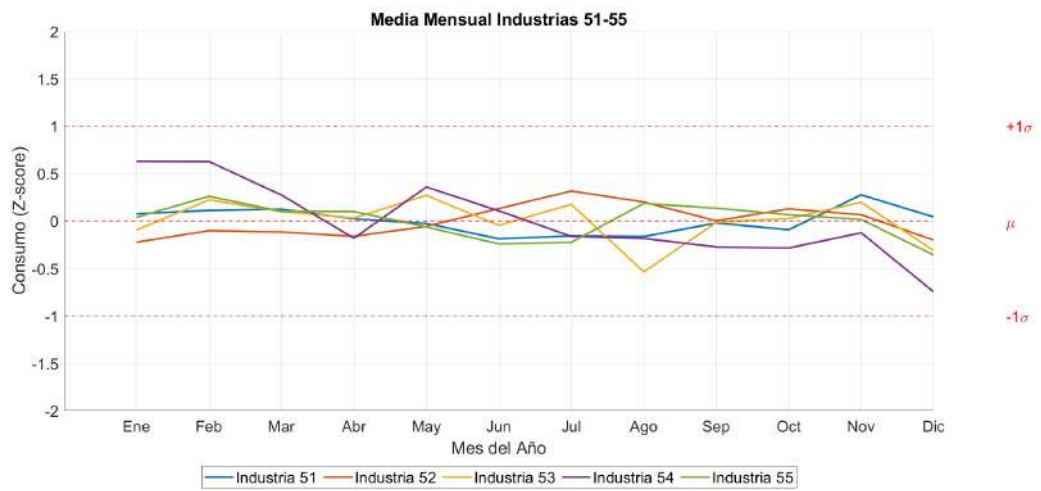


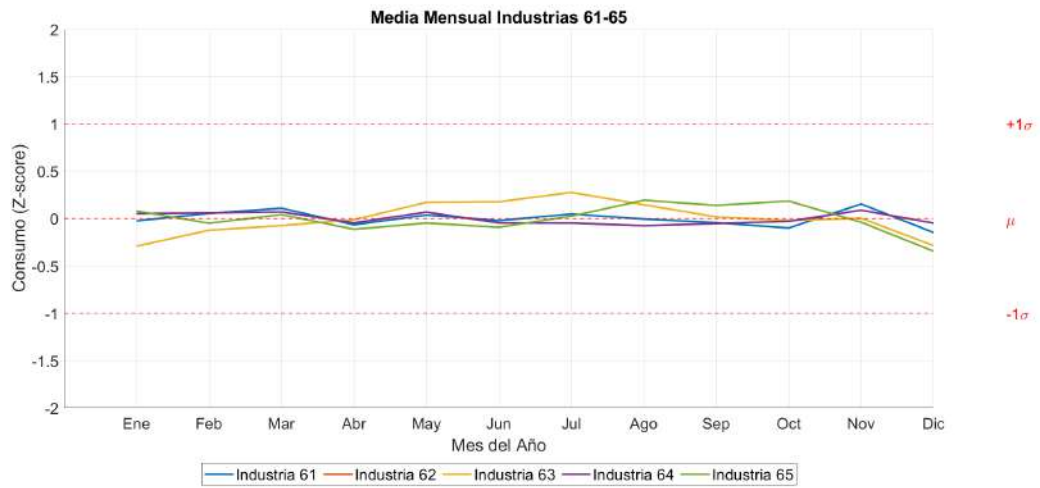
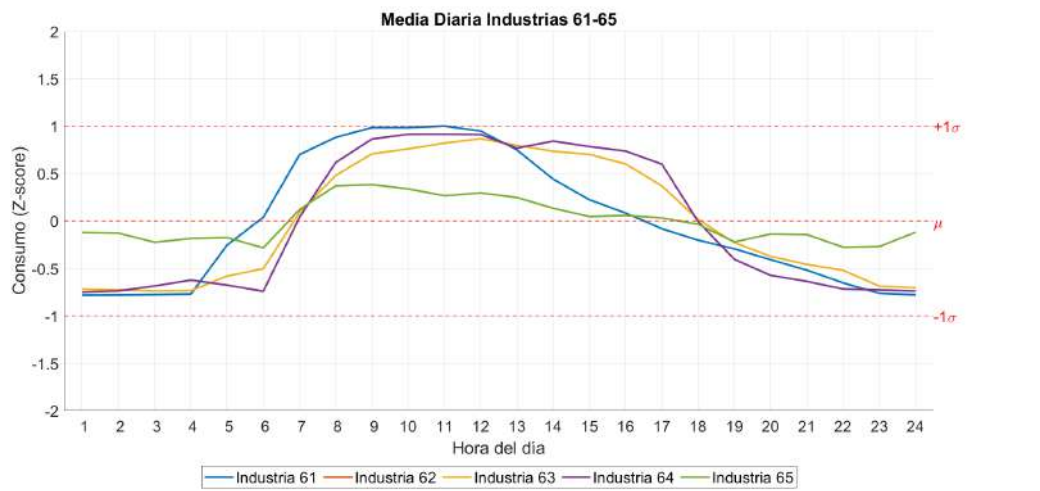






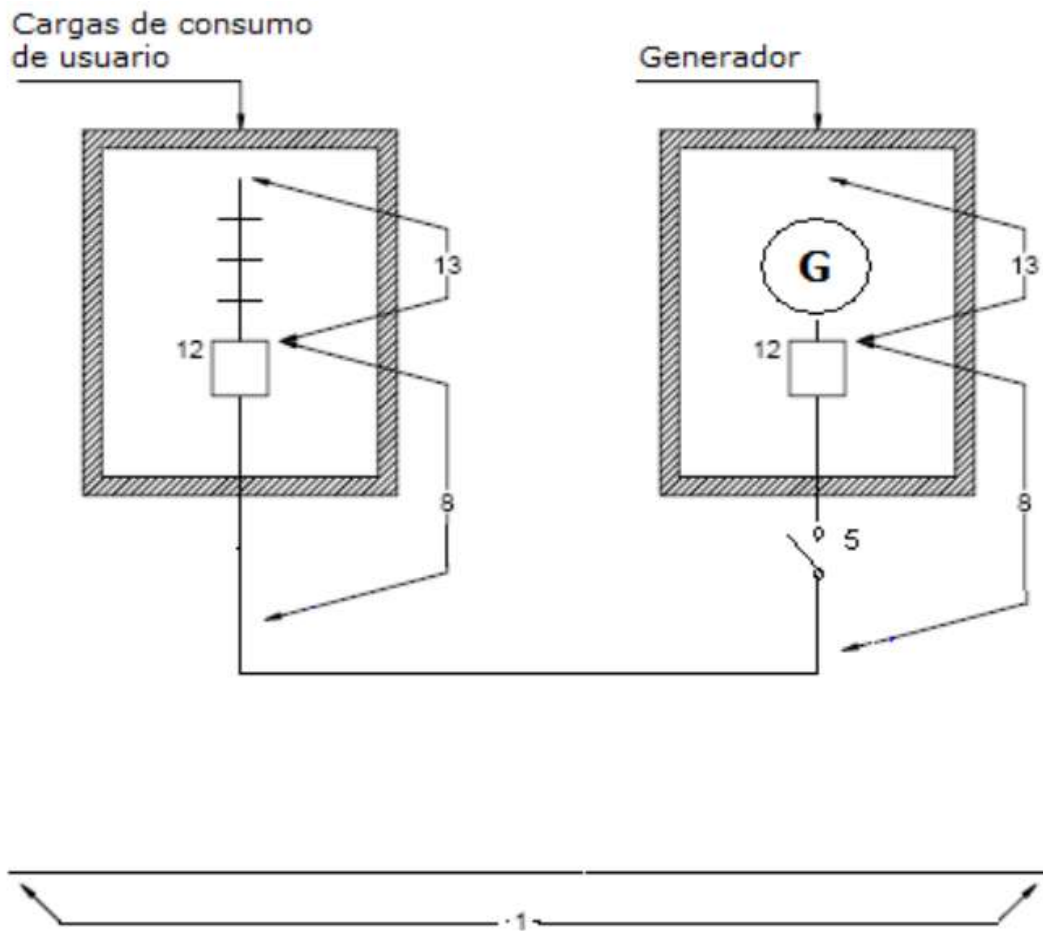




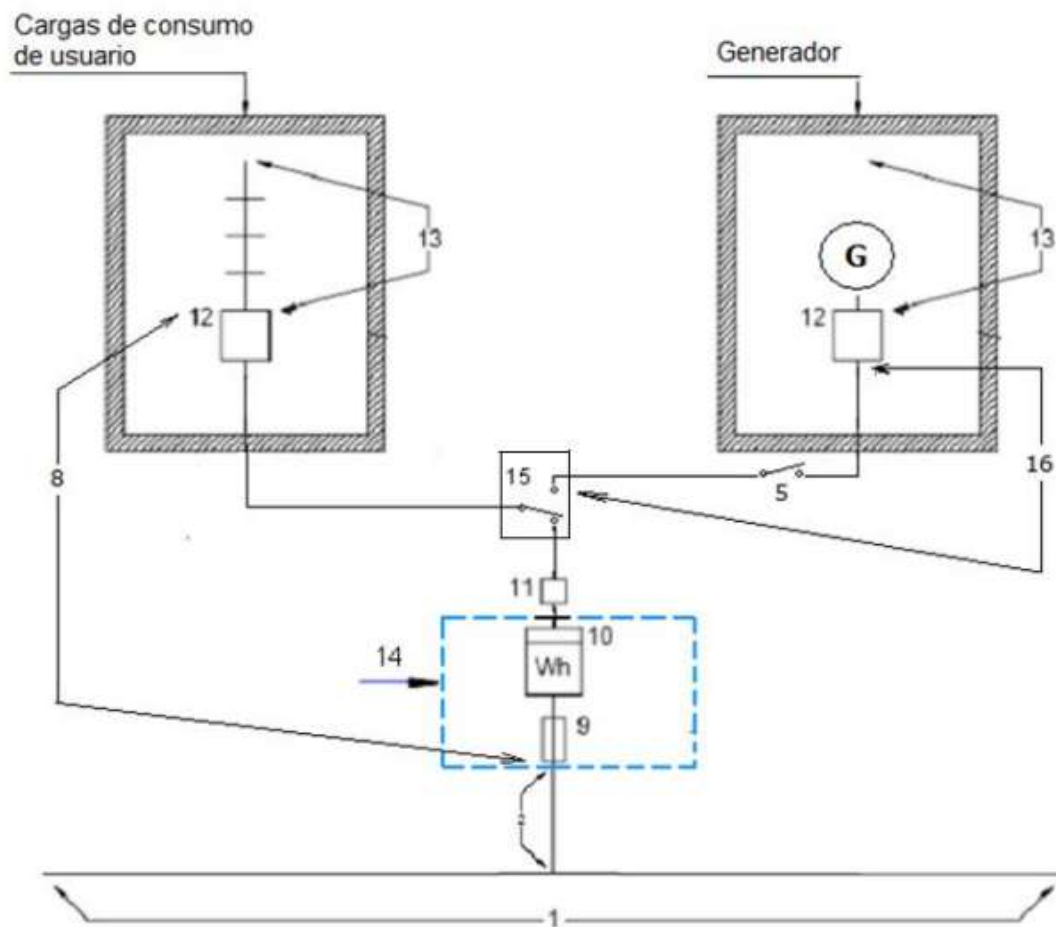


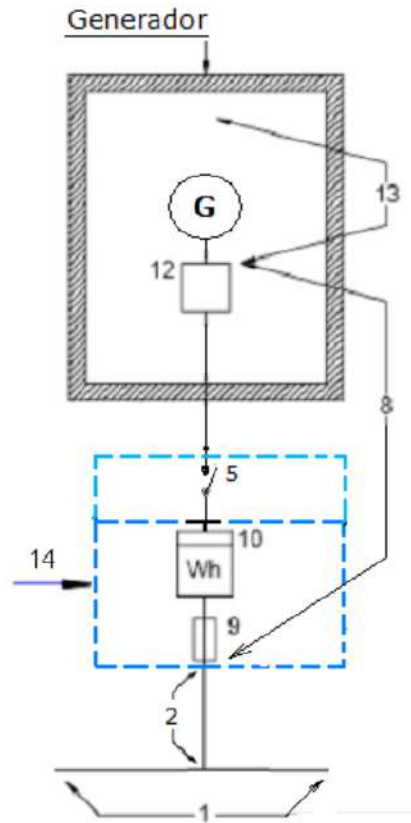
ANEXO II: ESQUEMAS DE CONEXIÓN FOTOVOLTAICA

INSTALACIONES GENERADORAS AISLADAS

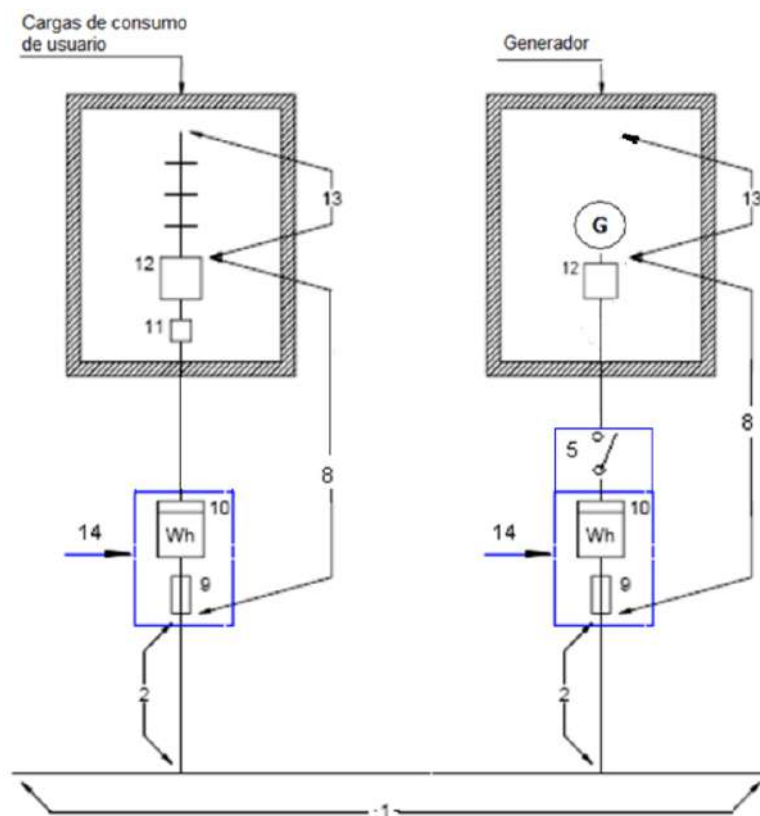


INSTALACIONES GENERADORAS ASISTIDAS



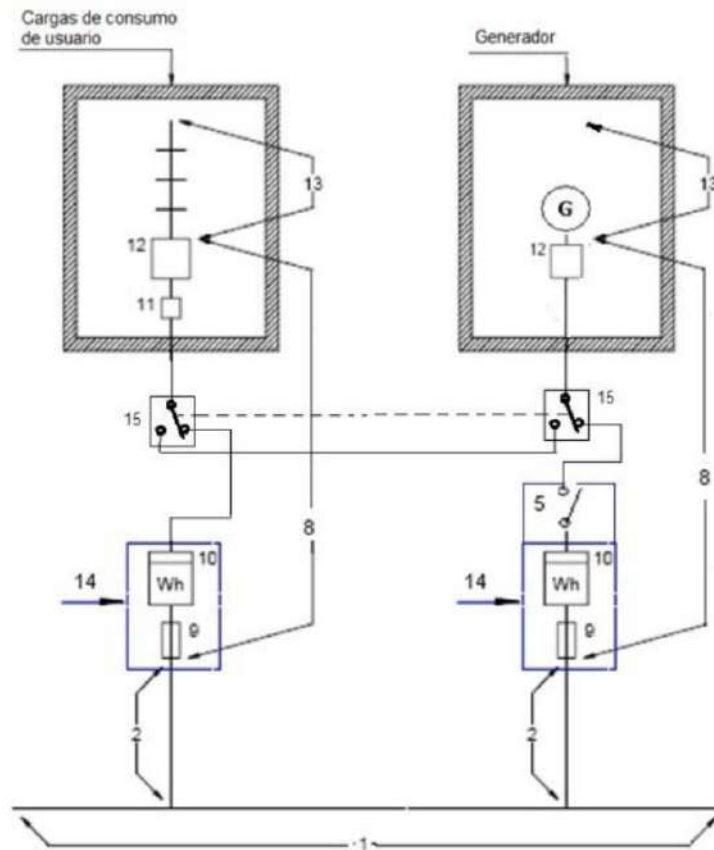
INSTALACIONES GENERADORAS CONECTADAS DIRECTAMENTE A LA RED*Esquema 3*

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS A TRAVÉS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN



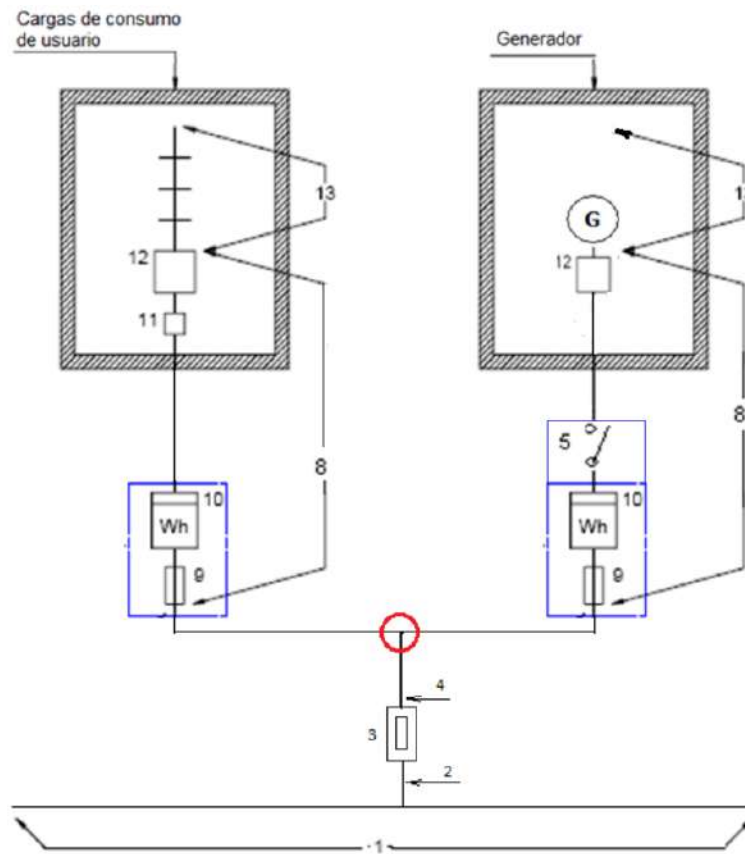
Esquema 4

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS (ESQUEMA 5)



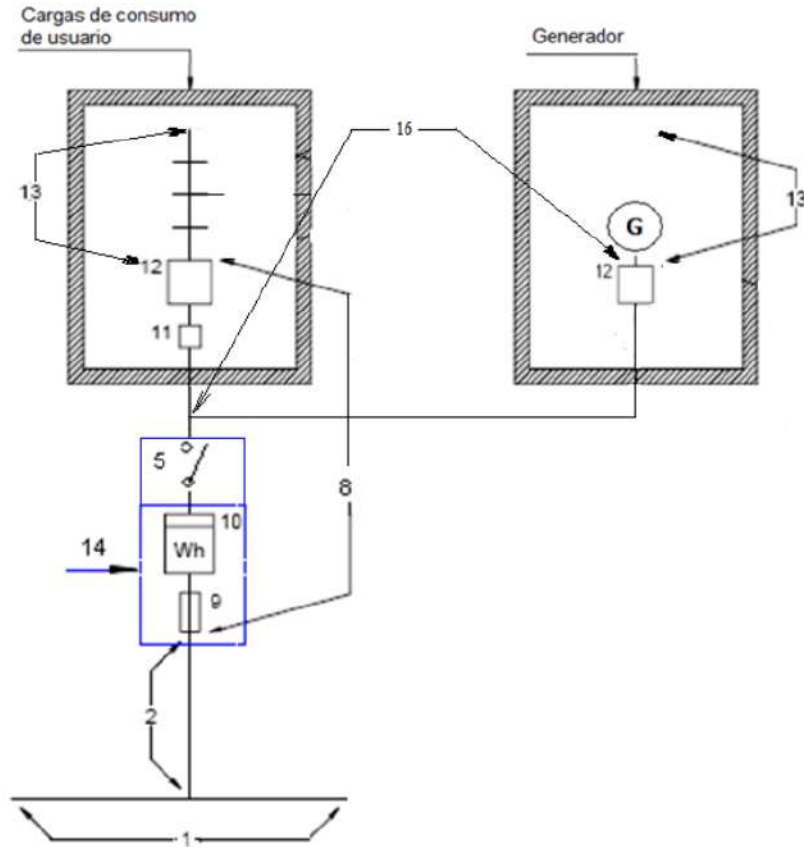
Esquema 5

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS (ESQUEMA 6)



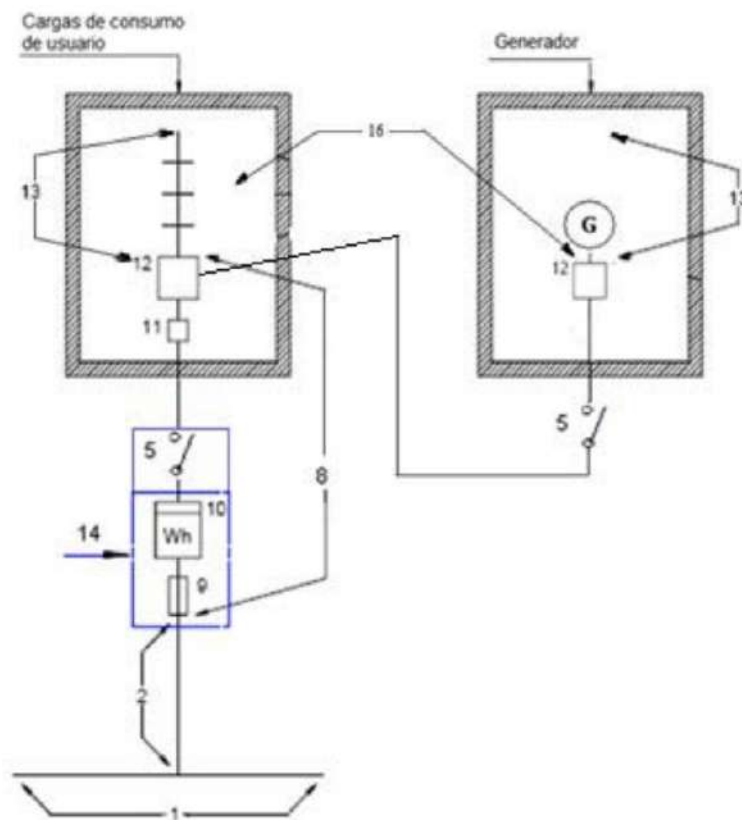
Esquema 6

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS (ESQUEMA 7)

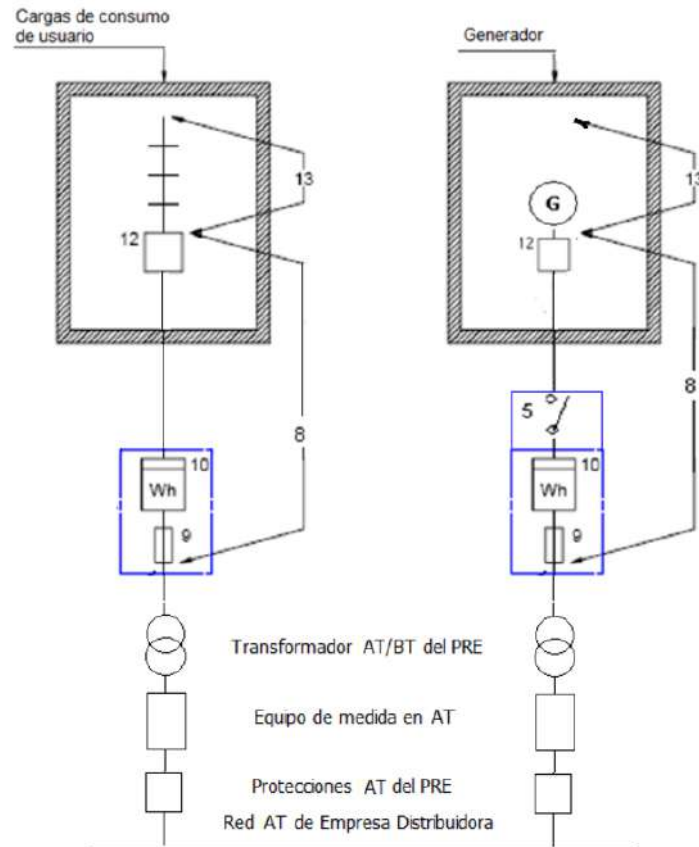


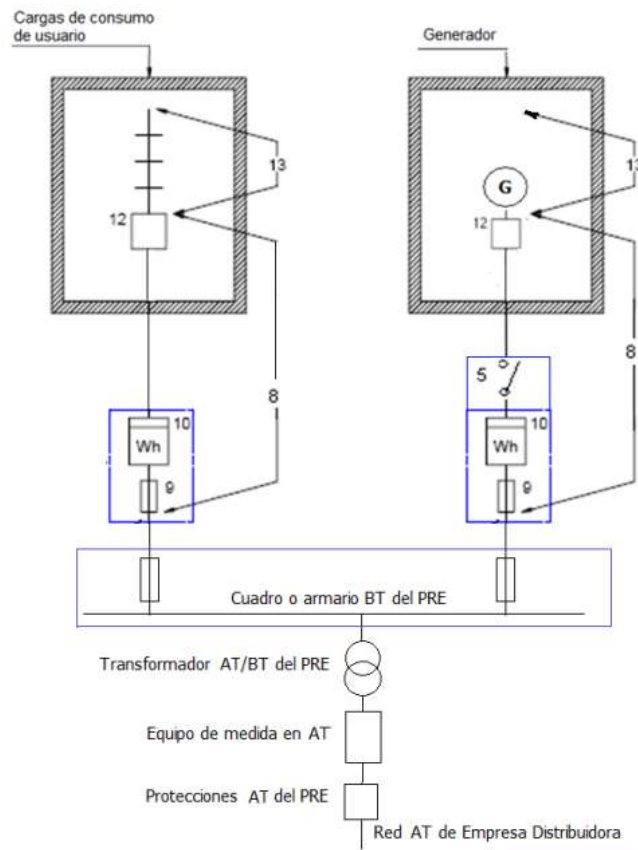
Esquema 7

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS (ESQUEMA 8)



Esquema 8

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS A TRAVÉS DE LA RED DE ALTA O MEDIA TENSIÓN (C2)*Esquema 15*

INSTALACIONES GENERADORAS INTERCONECTADAS MEDIANTE LA RED DE BAJA TENSIÓN (C2)*Esquema 16*

ANEXO III: PRECIO HORARIO DE LA ENERGÍA

En primer lugar, se expone la ecuación del precio horario de la energía y se indica que significa cada uno de los términos que la componen.

$$P_{Energia} = \left[\left((PHD + PHI + BS + INT + PBF + TR + SA + SPO + SD + CD + RP + FN + PC + POM + POS) \cdot (1 + PER) + FNE + FEE \right) \cdot (1 + TM) + TA \right] IEE \quad (6.7)$$

Donde:

- *PHD* (€/MWh): Precio del mercado diario de la energía. Se obtiene de OMIE.
- *PHI* (€/MWh): Precio del mercado intradiario de la energía. Se obtiene de OMIE.
- *BS* (€/MWh): Banda Secundaria. Se obtiene de REE.
- *INT* (€/MWh): Servicio de Interrumpibilidad. Se obtiene de REE.
- *PBF* (€/MWh): Restricciones técnicas Por Balance Final. Se obtiene de REE.
- *TR* (€/MWh): Regulación Terciaria. Se obtiene de REE.
- *SA* (€/MWh): Servicios Auxiliares. Se obtiene de REE.
- *SPO* (€/MWh): Servicios de Producción Obligada. Se obtiene de REE. .
- *SD* (€/MWh): Servicios de Desvíos. Se obtiene de REE.
- *CD* (€/MWh): Costes de Desvíos. Se obtiene de REE.
- *RP* (€/MWh): Reservas de Potencia. Se obtiene de REE.
- *FN* (€/MWh): Fallo de nominación de las Unidades de Producción Generadora. Se obtiene de REE.
- *PC* (€/MWh): Pagos por Capacidad.
- *POM* (€/MWh): Pago al Operador del Mercado.
- *POS* (€/MWh): Pago al Operador del Sistema.

- *PER (%)*: Pérdidas del sistema. Se obtiene de REE.
- *FNE (€/MWh)*: Aporte al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.
- *FEE (€/MWh)*: Margen de la comercializadora.
- *TM (%)*: Tasa Municipal.
- *TA (€/MWh)*: Pagos y peajes de acceso.
- *IEE (%)*: Impuesto de la electricidad.

A continuación, se analizará cada uno de los términos de manera individual para especificar su origen, sus características y la procedencia de los datos. Para ello, se emplearán datos del REE (Red Eléctrica Española) y de la OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía) [37], así como la normativa vigente.

- ***PHD (Mercado diario)***: Es el precio horario de la energía, donde se negocian las ofertas de compra y venta para cada hora del día siguiente. Este precio se determina mediante un algoritmo que cruza los precios de la oferta y de la demanda, fijándolo el operador del sistema (OMIE).
- ***PHI (Mercado intradiario)***: Se corresponde con el mecanismo de ajuste intradiario, que es una herramienta para que los agentes del mercado pueden comprar y vender energía eléctrica para satisfacer necesidades que no se pudieron prever en el mercado diario.
- ***BS (Banda secundaria)***: Tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda del sistema eléctrico, corrigiendo la frecuencia del sistema a su valor nominal (50 Hz).
- ***INT (Servicio de interrumpibilidad)***: Garantiza la estabilidad del sistema eléctrico mediante la reducción rápida y temporal de la demanda de grandes consumidores industriales, que se comprometen a desconectarse parcial o totalmente de la red eléctrica cuando se solicite, a cambio de una compensación económica.
- ***PBF (Restricciones técnicas por balance final)***: Ajustes realizados para garantizar que, tras las operaciones del mercado diario e intradiario, el sistema eléctrico cumpla con los requisitos técnicos necesarios para mantener la seguridad y estabilidad operativa.
- ***TR (Regulación Terciaria)***: Ajusta la generación o el consumo y corrige las desviaciones significativas en el sistema en el plazo de 15 minutos a menos de una hora, activándose grandes consumidores y generadores con una remuneración económica.
- ***SA (Servicios Auxiliares)***: Prestaciones para garantizar la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico, incluyendo la regulación de frecuencia, control de tensión y gestión de reservas.
- ***SPO (Servicios de Producción Obligada)***: Hace referencia a la generación que debe activarse por obligación regulatoria o necesidades técnicas, incluso cuando no resulta económicamente óptima en los mercados eléctricos.

- ***SD (Servicios de Desvíos)***: Ajustes para corregir en tiempo real las diferencias entre la energía programada y la realmente generada o consumida, garantizando la estabilidad del sistema eléctrico.
- ***CD (Costes de Desvíos)***: Representan los gastos asociados a corregir las diferencias entre la energía programada y la realmente generada o consumida, a través de los servicios de ajuste en el sistema eléctrico.
- ***RP (Reservas de Potencia)***: Son una capacidad adicional de generación que debe estar disponible en el sistema eléctrica para responder automáticamente a fluctuaciones imprevistas de la frecuencia, como cambios inesperados en la demanda o en la generación.
- ***FN (Fallo de Nominación de las Unidades de Producción Generadora)***: Costes ocasionados por la corrección de desajustes en la planificación debido a la falta de información sobre la cantidad de energía que se va a producir durante un periodo determinado.
- ***PC (Pagos por capacidad)***: Se refieren a los pagos realizados a los generadores de electricidad o a las instalaciones de almacenamiento que están disponibles para generar o almacenar electricidad cuando se necesita, aunque no se utilicen continuamente. Los costes asociados por kWh consumido dependen de la tarifa seleccionada y del periodo de facturación, tal y como se muestra en la siguiente tabla, obtenida de la Orden TED/113/2024 [38].

Segmento tarifario	Término de energía de los pagos por capacidad (euros/kWh), en b.c.					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,000926	0,000154				
2	0,001251	0,000578	0,000385	0,000289	0,000289	
3	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	
4	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	
5	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	
6	0,000537	0,000247	0,000165	0,000124	0,000124	

- ***POM (Pagos al Operador del Mercado) y POS (Pagos al Operador del Sistema)***: Se trata de componentes de la tarifa eléctrica destinados a cubrir los costes asociados a la gestión, operación y supervisión del sistema eléctrico y del mercado mayorista de electricidad. Sirven para garantizar que las operaciones técnicas y económicas del sistema eléctrico sean confiables y eficientes. Sus valores son los siguientes:
 - Pago al Operador del Mercado (OPM): **0,026280 €/MWh** (Orden TED/1484/2021) [39].
 - Pago al Operador del Sistema (OPS): **0,140580 €/MWh** (Resolución de 16 de diciembre de 2021) [40].
- ***PER (Pérdidas del sistema)***: Representan la energía que se disipa durante el transporta desde los puntos de generación hasta los de consumo. Estas pérdidas

son consideradas por OMIE al calcular los volúmenes de energía necesarios para satisfacer la demanda. Se asignan factores en función de la hora y de la tarifa de consumo, lo que repercute en el precio final de la energía.

- **FNE (Aporte al Fondo Nacional de Eficiencia Energética):** Consiste en una contribución anual obligatoria que deben realizar las comercializadoras en función de su volumen de negocio al Fondo Nacional de Eficiencia Energética, de acuerdo con la Ley 18/2024 [55]. Estos fondos son empleados para mejorar la eficiencia energética y reducir el consumo energético de la sociedad. La aportación se actualiza cada año, alcanzando en 2024 un valor de **0,947453 €/MWh**, tal y como se establece en la Orden TED/268/2024 [56].
- **FEE (Margen de la comercializadora):** Es la cantidad que una empresa comercializadora de electricidad añade al coste de la energía como beneficio económico o para cubrir sus gastos de operación. Para ello, se tomará un valor medio que da el *Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad de 2022 y 2023 (CNMC)* [57], que tiene un valor de **23 €/MWh** para los consumidores industriales.
- **TM (Tasa Municipal):** Se trata de una tarifa que se aplica a ciertas actividades económicas que exploten servicios de suministros públicos dentro de un municipio. Para ellos, el ayuntamiento cobra a la compañía un 1,5 % del valor de la transacción, tal y como se establece en el RD 2/2004 [58].
- **TA (Peajes y cargos de acceso):** Los peajes de acceso son los costes relacionados con el uso de la red de distribución eléctrica, incluyendo el mantenimiento y operación de las infraestructuras. Se abona una parte en concepto de transporte y distribución de la energía desde las plantas generadoras hasta los consumidores. Sus valores para el año 2024, en función del periodo de facturación y la tarifa seleccionada, se recogen en la siguiente tabla, extraídos de la Resolución de 21 de diciembre de 2023 [41].

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,033081	0,019184	0,000557			
3.0 TD	0,023974	0,012820	0,007573	0,005495	0,000424	0,000234
6.1 TD	0,021899	0,011675	0,007394	0,005376	0,000406	0,000212
6.2 TD	0,011872	0,006530	0,003686	0,002774	0,000249	0,000090
6.3 TD	0,010399	0,005651	0,003603	0,002659	0,000238	0,000140
6.4 TD	0,008757	0,004806	0,003067	0,002206	0,000139	0,000089

Los cargos de acceso son los costes del sistema eléctrico no asociados directamente con las redes, tales como las primas a las renovables, el déficit de tarifa acumulado de otros años, etc. Estos cargos financian aspectos clave que garantizan la sostenibilidad del sistema. Sus valores para el año 2024, en función del periodo de facturación y la tarifa seleccionada, se muestran en la siguiente tabla, sacados de la Orden TED/113/2024 [38].

Segmento tarifario	Término de energía de los cargos (euros/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
1	0,043893	0,008779	0,002195			
2	0,024469	0,018118	0,009788	0,004894	0,003137	0,001958
3	0,013305	0,009856	0,005322	0,002661	0,001706	0,001064
4	0,006243	0,004624	0,002497	0,001249	0,000800	0,000499
5	0,005117	0,003791	0,002047	0,001023	0,000656	0,000409
6	0,001944	0,001440	0,000778	0,000389	0,000249	0,000156

■ **Impuesto de electricidad (IEE)**

Es un impuesto indirecto que se encarga de gravar tanto la potencia que se tiene como el consumo de electricidad. Se encuentra regulado en la Ley 38/1992 [42], y tienen un valor de **5,11269632 %**.

ANEXO IV: FICHAS TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS

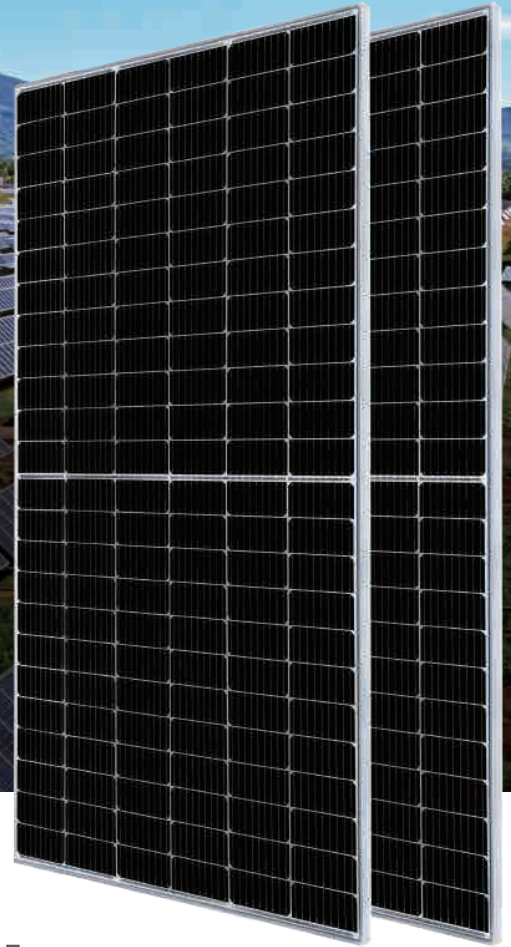
Harvest the Sunshine



470W MBB Half-Cell Module JAM72S20 445-470/MR Series

Introduction

Assembled with multi-busbar PERC cells, the half-cell configuration of the modules offers the advantages of higher power output, better temperature-dependent performance, reduced shading effect on the energy generation, lower risk of hot spot, as well as enhanced tolerance for mechanical loading.



Higher output power



Lower LCOE



Less shading and lower resistive loss

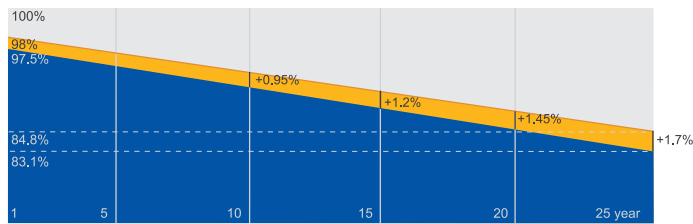


Better mechanical loading tolerance

Superior Warranty

- 12-year product warranty
- 25-year linear power output warranty

0.55% Annual Degradation Over 25 years



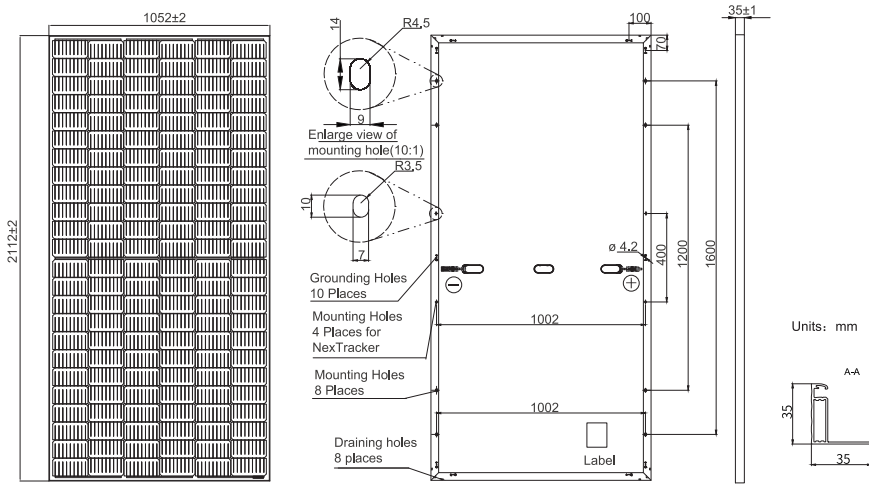
■ New linear power warranty ■ Standard module linear power warranty

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL 61215, UL 61730
- ISO 9001: 2015 Quality management systems
- ISO 14001: 2015 Environmental management systems
- ISO 45001:2018 Occupational health and safety management systems
- IEC TS 62941: 2016 Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Guidelines for increased confidence in PV module design qualification and type approval



MECHANICAL DIAGRAMS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

SPECIFICATIONS

Cell	Mono
Weight	24.7kg±3%
Dimensions	2112±2mm×1052±2mm×35±1mm
Cable Cross Section Size	4mm ² (IEC) , 12 AWG(UL)
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10(1000V) QC 4.10-35(1500V)
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	31pcs/pallet 682pcs/40ft Container

ELECTRICAL PARAMETERS AT STC

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	445	450	455	460	465	470
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.56	49.70	49.85	50.01	50.15	50.31
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	41.21	41.52	41.82	42.13	42.43	42.69
Short Circuit Current(Isc) [A]	11.32	11.36	11.41	11.45	11.49	11.53
Maximum Power Current(Imp) [A]	10.80	10.84	10.88	10.92	10.96	11.01
Module Efficiency [%]	20.0	20.3	20.5	20.7	20.9	21.2
Power Tolerance				0~+5W		
Temperature Coefficient of Isc(α _{Isc})				+0.044%/°C		
Temperature Coefficient of Voc(β _{Voc})				-0.272%/°C		
Temperature Coefficient of Pmax(γ _{Pmp})				-0.350%/C		
STC	Irradiance 1000W/m ² , cell temperature 25°C, AM1.5G					

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

ELECTRICAL PARAMETERS AT NOCT

TYPE	JAM72S20 -445/MR	JAM72S20 -450/MR	JAM72S20 -455/MR	JAM72S20 -460/MR	JAM72S20 -465/MR	JAM72S20 -470/MR
Rated Max Power(Pmax) [W]	336	340	344	348	352	355
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	46.65	46.90	47.15	47.38	47.61	47.84
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.95	39.19	39.44	39.68	39.90	40.10
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.20	9.25	9.29	9.33	9.38	9.42
Max Power Current(Imp) [A]	8.64	8.68	8.72	8.76	8.81	8.86
NOCT	Irradiance 800W/m ² , ambient temperature 20°C,wind speed 1m/s, AM1.5G					

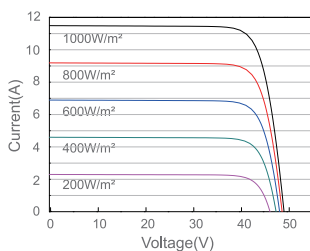
*For NexTracker installations ,Maximum Static Load, Front is 1800Pa while Maximum Static Load, Back is 1800Pa.

OPERATING CONDITIONS

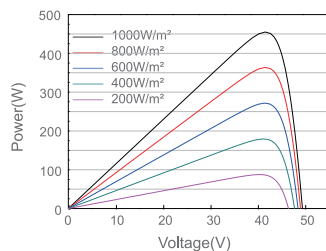
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	20A
Maximum Static Load,Front*	5400Pa(112 lb/ft ²)
Maximum Static Load,Back*	2400Pa(50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Safety Class	Class II
Fire Performance	UL Type 1

CHARACTERISTICS

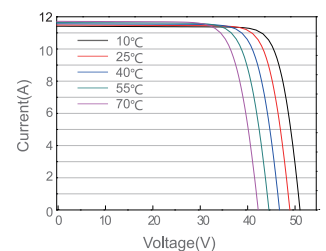
Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Power-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



Current-Voltage Curve JAM72S20-455/MR



14V

Soporte inclinado abierto para cubierta plana o suelo, vertical

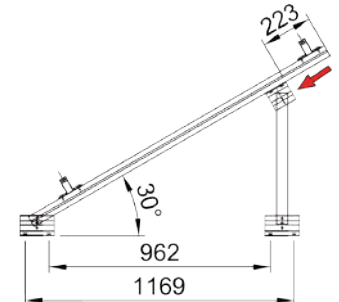
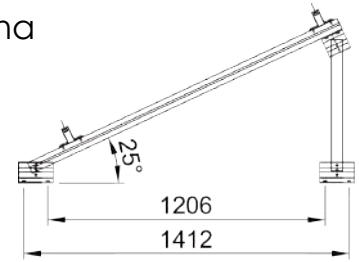


Válido para:

- Cubierta plana de hormigón, subestructura y suelo.
- Soporte premontado.
- Anclaje a hormigón.
- Soporte más robusto lo que permite ir a luces entre pórticos más largas.

- Tornillería de anclaje NO incluida

Disponibilidad de tuercas antirrobo.
Material 100% reciclable.
Cómoda instalación.



Distancia máxima entre pórticos: ≤2500 mm.

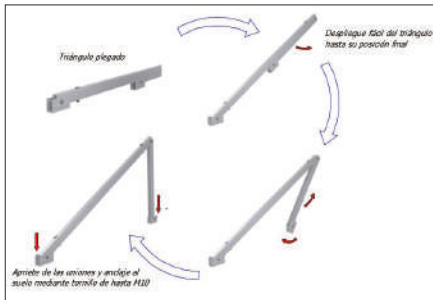
El kit incluye:

- Triángulos TR14V
- Perfiles G2
- Uniones UG2
- Presores laterales
- Presores centrales
- Ariostramientos

Número de paneles

Vertical:
de 1 a 6 módulos
Inclinaciones:
25° - 30°

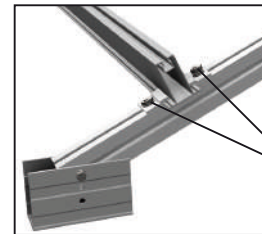
Para módulos de 60 y 72
celulas (1650/2000x1000)
de 33 a 50 mm de espesor.



- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada
- Distribuir los módulos para que su colocación sea simétrica a lo largo del soporte y dejando los sobrantes en los extremos.
- Los presores no se deben apretar con máquinas de impacto.
- Para el montaje de los ariostramientos consultar detalle de montaje en menú "Detalles y Accesorios"

Par de apriete:

- Tornillo Presor 7 Nm
- Tornillo M8 Hexagonal 20 Nm
- Tornillo M10 Hexagonal 40 Nm
- Tornillo M6.3 Hexagonal 10 Nm



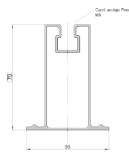
Detalle unión Guía (G2) a módulos a pórtico
Tornillería de anclaje M10

Viento 120 Km/h

MATERIALES Perfilería de aluminio EN AW 6005A T6
TORNILLERÍA Tornillería acero inoxidable A2-70

- Comprobar el buen estado de la cubierta y la capacidad portante de la misma.
- Comprobar la impermeabilidad de la fijación una vez colocada

Para más información consultar



Perfil compatible: G2

Herramientas necesarias:



Seguridad:



PRE-SOL-CENTRAL



Reservado el derecho a efectuar modificaciones · Las ilustraciones de productos son a modo de ejemplo y pueden diferir del original.

GOODWE

ETC Series

50/100kW | Three phase
1/2 MPPT | Hybrid inverter (HV)

The GoodWe ETC Series is a versatile three-phase hybrid inverter designed to accommodate a wide battery voltage range, spanning from 200 to 865V. Its user-friendly Plug & Play modularized design consists of five main modules: MPPT, DC/DC, DC/AC, STS, and EMS. This design approach offers increased flexibility and simplifies the installation process.

Featuring UPS-level switching with an impressive response time of less than 10ms, the GoodWe ETC Series ensures a seamless and uninterrupted power supply for critical loads. Additionally, it incorporates a Type II SPD for enhanced system safety. The combination of the ETC hybrid inverters and the GoodWe battery system Lynx C (ranging from 101kWh to 156kWh) creates a highly efficient energy storage solution. This solution is an excellent choice for commercial and industrial applications, whether the goal is to increase self-consumption, implement peak load shaving, or establish a robust backup power system.



Smart Control & Monitoring

- <10ms UPS-level switching
- Multi-protocol communication



Friendly & Thoughtful Design

- Modularized design
- Plug & Play



Superb Safety & Reliability

- Built-in Type II SPD (Type I + II offered as optional configuration)
- Integrated remote shutdown



Flexible & Adaptable Applications

- Peak load shaving
- 100% unbalanced output

Technical Data	GW50K07-ETC	GW50K06-ETC ^{*1}	GW100K07-ETC	GW100K06-ETC ^{*1}
Battery Input Data				
Battery Type	Li-Ion			
Nominal Battery Voltage (V)	422.4 / 499.2 / 576.0 / 652.8			
Battery Voltage Range (V)	200 ~ 865			
Start-up Voltage (V)	200			
Number of Battery Input	1	1	2	2
Max. Continuous Charging Current (A)	100	100	100 / 100	100 / 100
Max. Continuous Discharging Current (A)	100	100	100 / 100	100 / 100
Max. Charging Power (kW)	50	50	100	100
Max. Discharging Power (kW)	55	55	110	110
PV String Input Data				
Max. Input Power (kW)	65	65	130	130
Max. Input Voltage (V)	1000			
MPPT Operating Voltage Range (V)	250 ~ 850			
Start-up Voltage (V)	250			
Nominal Input Voltage (V)	600			
Max. Input Current per MPPT (A)	100			
Max. Short Circuit Current per MPPT (A)	125			
Number of MPP Trackers	1	1	2	2
AC Output Data (On-grid)				
Nominal Output Power (kW)	50	50	100	100
Nominal Apparent Power Output to Utility Grid (kVA)	50	50	100	100
Max. Apparent Power Output to Utility Grid (kVA)	55	55	110	110
Max. Apparent Power from Utility Grid (kVA)	55	55	110	110
Nominal Output Voltage (V)	400, 3L / N / PE			
Output Voltage Range (V)	312 ~ 460 (AU); 318 ~ 497 (Germany)			
Nominal AC Grid Frequency (Hz)	50 / 60			
AC Grid Frequency Range (Hz)	47 ~ 52 (AU); 47.5 ~ 51.5 (Germany)			
Max. AC Current Output to Utility Grid (A)	79.8	79.8	159.5	159.5
Max. AC Current from Utility Grid (A)	79.8	79.8	159.5	159.5
Power Factor	~ 1 (Adjustable from 0.8 leading to 0.8 lagging)			
Max. Total Harmonic Distortion	<3%			
AC Output Data (Back-up)				
Back-up Nominal Apparent Power (kVA)	50	-	100	-
Max. Output Apparent Power without Grid (kVA)	55	-	110	-
Max. Output Apparent Power with Grid (kVA)	55	-	110	-
Max. Output Current (A)	79.8	-	159.5	-
Nominal Output Voltage (V)	400	-	400	-
Nominal Output Frequency (Hz)	50 / 60	-	50 / 60	-
Output THDv (@Linear Load)	<3%	-	<3%	-
Efficiency				
Max. Efficiency	97.6%			
European Efficiency	97.3%			
Max. Battery to AC Efficiency	97.2%			
MPPT Efficiency	99.9%			
Protection				
PV Insulation Resistance Detection	Integrated			
Residual Current Monitoring	Integrated			
PV Reverse Polarity Protection	Integrated			
Battery Reverse Polarity Protection	Integrated			
Anti-islanding Protection	Integrated			
AC Overcurrent Protection	Integrated			
AC Short Circuit Protection	Integrated			
AC Overvoltage Protection	Integrated			
DC Switch	Integrated			
AC Switch	Integrated			
DC Surge Protection	Type II (Type I + II Optional)			
AC Surge Protection	Type II (Type I + II Optional)			
Emergency Power Off	Integrated			
Remote Shutdown	Integrated			
General Data				
Operating Temperature Range (°C)	-20 ~ +60 (>45°C derating)			
Relative Humidity	0 ~ 95% (Non-condensing)			
Max. Operating Altitude (m)	4000			
Cooling Method	Smart Fan Cooling			
User Interface	LED, LCD, WLAN + APP			
Communication with BMS	RS485, CAN			
Communication with Meter	RS485			
Communication with Portal	RS485, LAN			
Weight (kg)	184.5	170.0	239.5	225.0
Dimension (W x H x D mm)	585 x 1360 x 750			
Noise Emission (dB)	<68			
Topology	Non-isolated			
Ingress Protection Rating	IP20			
Mounting Method	Grounded			

*1: The models with the "06" suffix do not include an automatic switching module, specifically designed for 'grid-tied' applications.

†: Please visit GoodWe website for the latest certificates.



- BMS battery management system, with SOC automatic calibration and high current passive balance function, combined with perfect operation control and management strategy, to achieve accurate and efficient management;
- EMS energy management system, BMS with solar controller/AC charger, inverter centrally manages charge and discharge, effectively controls the charge and discharge current within the cell usage conditions, protects the cell and extend its service life;

Product pictures:



Parameters:

Model	SPVLI-100KWH
Type of cell	LiFePO4 (Lithium iron phosphate)
Battery cell configuration	3.2V 200AH 156PCS
Rated capacity (KWH)	100.8kwh
Nominal capacity (AH)	200AH
Nominal voltage (VDC)	499.2V
Operating voltage range (VDC)	436-569V
Recommended Charge Voltage (VDC)	546V
Recommended discharge cutoff voltage (VDC)	436V
Recommended charge current(A)	100A
Max Charge Current (A)	200A
Recommended discharge current (A)	100A
Max Discharge Current (A)	200A
Charge temp range	1~45°C
Discharge temp range	-10~45°C
MPPT Solar Charge Controller Input	
Maximum. Input voltage of solar array (Vdc)	<800Vdc
Battery system voltage	499VDC
Maximum input power of solar array	40KW
Maximum charge current (A)	80A
Equalization charging voltage (Vdc)	553.8V
Equalize charging recovery voltage (Vdc)	561.6V
Over voltage disconnect voltage (Vdc)	569.4V
Over voltage recovery (Vdc)	560V
Working temperature	-20~50°C
Protection level	IP20
Communication interface	CAN2.0, BMS
Display	5" LCD, English
Cooling system	Fan cooling
Working Altitude (m)	≤3000m
Reference Weight (Kg)	1200Kg
Reference size (W*D*H mm)	1150*1060*2000mm

CcMaster ComBox

enerclíc

BASIC - PRO - 4G



FICHA TÉCNICA

enerclíc.es

Contenido

1. INTRODUCCIÓN	3
2. CARACTERÍSTICAS	3
3. COMPONENTES	4
3.1. COMPONENTES GENERALES	
3.2. COMPONENTES ESPECIFICOS	
3. ESQUEMAS DE CONEXIÓN	5

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento describe las principales características y componentes del datalogger **CcMaster ComBox** que emplea enerclíc para la adquisición de datos y sincronización de los mismos a una plataforma Scada Web de Monitorización.

i **CcMaster ComBox** es un dispositivo que emplea un procesador ARM Cortex-A8 Sitara de alto rendimiento y grado de temperatura industrial, lo que lo hace ideal para su uso en entornos industriales.



2. CARACTERÍSTICAS

- Procesador: ARM®Cortex™-A8 Sitara AM-3358BZCZA100, 1GHz, 2000MIPS de TI.
- Motor de Gráficos SGX530.
- Subsistema de unidad en tiempo real programable.
- Rango de temperatura de funcionamiento de -40C a +85C.
- Memoria SDRAM: DDR3L de 512MB, 800MHZ.
- Flash integrada: MMC integrada (eMMC) de 4GB, 8 bits.

- Conector SD/MMC para microSD.
- Gestión de potencia: PMIC TPS65217C se emplea con un LDO independiente para suministrar potencia al sistema.
- Depuración: Conector serie JTAG CTI de 20 pines integrado de forma opcional.
- Alimentación mediante mini USB o jack DC.
- Fuente externa de 5VDC mediante conector de expansión.
- Puerto de conectividad de cliente USB 2.0 de alta velocidad: Acceso a modo cliente USB0 mediante mini USB.
- Botón de usuario para reinicio de entrada/salida.
- Interfaces de vídeo/audio HDMI de tipo D.
- Interfaces de expansión LCD, UART, eMMC.

	BASIC	PRO	4G
Ethernet	✓	✓	✓
Real Time Clock	✓	✓	✓
2 BUS RS485	✗	✓	✓
BUS RS232	✗	✓	✓
Digital Output	✗	✓	✓
Conectividad 4G	✗	✗	✓

i **CcMaster ComBox** cuenta con la distribución Ubuntu de Linux personalizada por los requerimientos de enerclíc para el procesamiento de datos en la memoria flash integrada en la placa.

3. COMPONENTES

3.1. COMPONENTES GENERALES

Los CcMaster Combox se componen de:

Software

El equipo CcMaster Combox contiene el software de adquisición de datos de enerclíc para la monitorización, control y sincronización con los servidores de Monsol de los datos adquiridos de los sistemas de monitorización.

El software de adquisición de datos está desarrollado bajo lenguaje Python el cual hace uso de base de datos MySQL. Cuenta con procesos de sincronización de los datos adquiridos a los servidores de Monsol así como conexión remota para su mantenimiento y supervisión.

Batería

El equipo cuenta con una batería de Litio de 1800 mAh a 3.7V. La autonomía de la batería dependerá de la carga de trabajo con la que cuente el equipo, pero como mínimo puede durar 3.5 horas.

Placa RTC

Enerclíc ha incorporado al Datalogger CcMaster Combox un módulo de RTC (Real Time Clock) para que el equipo no pierda la fecha y hora en caso de corte de alimentación.

Placa Watchdog

Enerclíc ha desarrollado un componente que aporta estabilidad y fiabilidad al Datalogger CcMaster Combox, evitando posibles bloqueos del sistema. El sistema watchdog realiza un reinicio al Datalogger CcMaster Combox en caso de que este sufra algún bloqueo puntual.

3.2. COMPONENTES ESPECÍFICOS



CcMaster Combox PRO

Buses de comunicaciones

Para la interconexión con equipos y buses de campo, el equipo Datalogger CcMaster Combox PRO cuenta con:

- 2 puertos de comunicaciones RS485 aislados
- 1 puerto de comunicaciones RS232
- 1 salida digital libre potencial

A través de estos puertos, el equipo puede comunicar de manera nativa con los equipos compatibles conectados.

Además, usando conversores de medios adicionales, el equipo CcMaster Combox PRO puede acceder y leer un mayor número de dispositivos.



CcMaster Combox 4G

Buses de comunicaciones

Para la interconexión con equipos y buses de campo, el equipo Datalogger CcMaster Combox PRO cuenta con:

- 2 puertos de comunicaciones RS485 aislados
- 1 puerto de comunicaciones RS232
- 1 salida digital libre potencial

A través de estos puertos, el equipo puede comunicar de manera nativa con los equipos compatibles conectados.

Además, usando conversores de medios adicionales, el equipo CcMaster Combox 4G puede acceder y leer un mayor número de dispositivos.

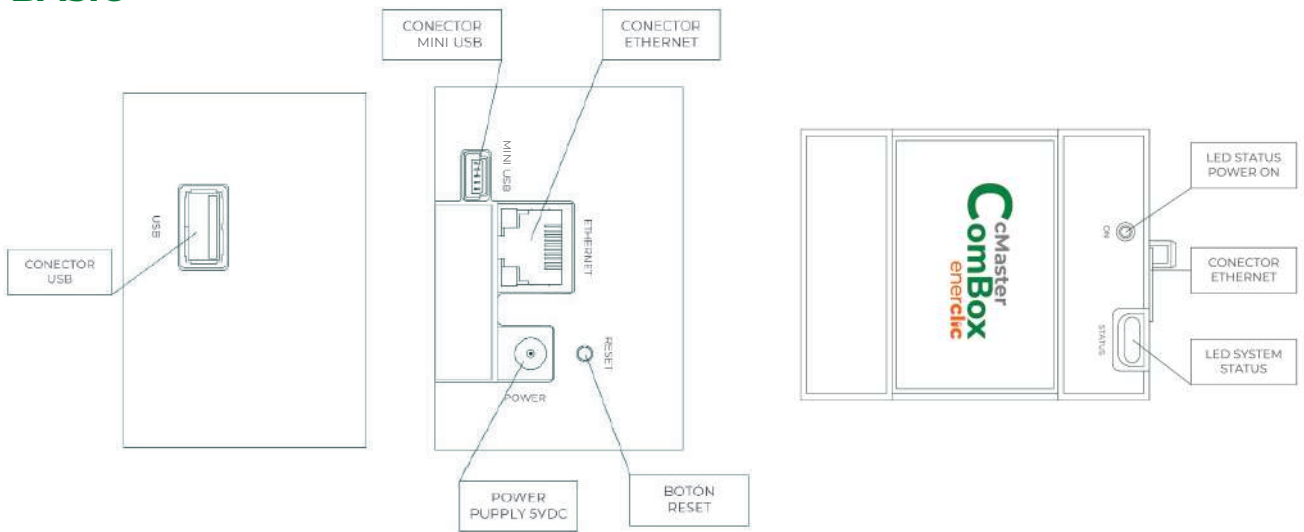
Conectividad inalámbrica 4G

El equipo Datalogger CcMaster Combox 4G puede contar con la posibilidad del módulo 4G para la conexión a Internet vía tarjeta de datos.

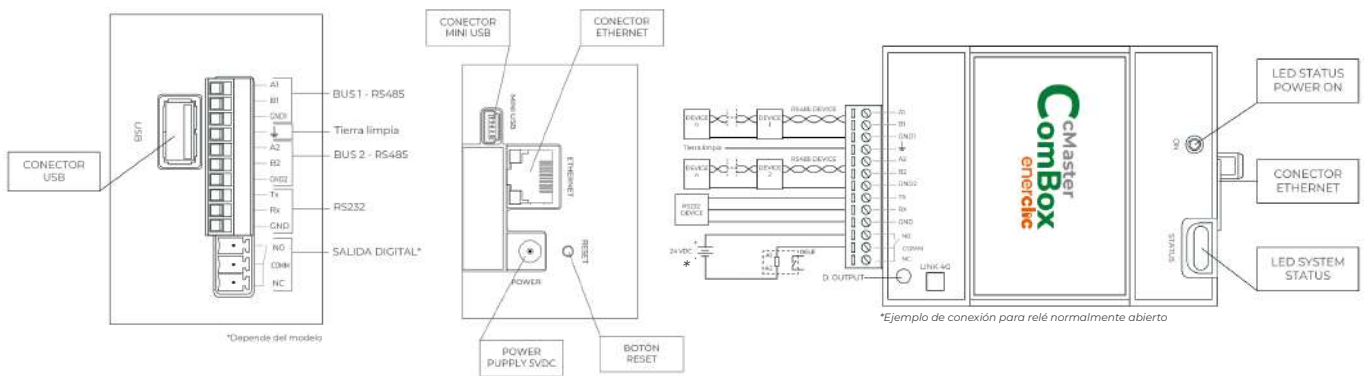
La conectividad a Internet vía 4G, se puede utilizar tanto como conexión principal o como opción de Backup de conexión a Internet.

4. ESQUEMAS DE CONEXIÓN

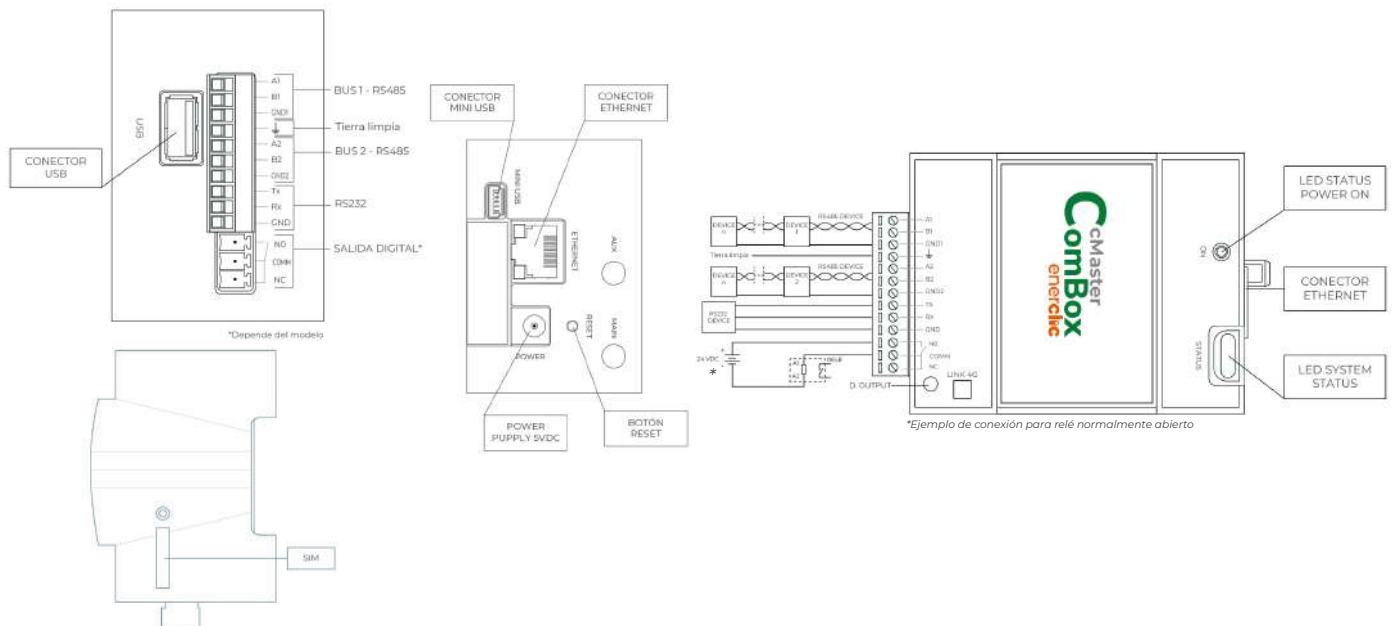
BASIC



PRO



4G

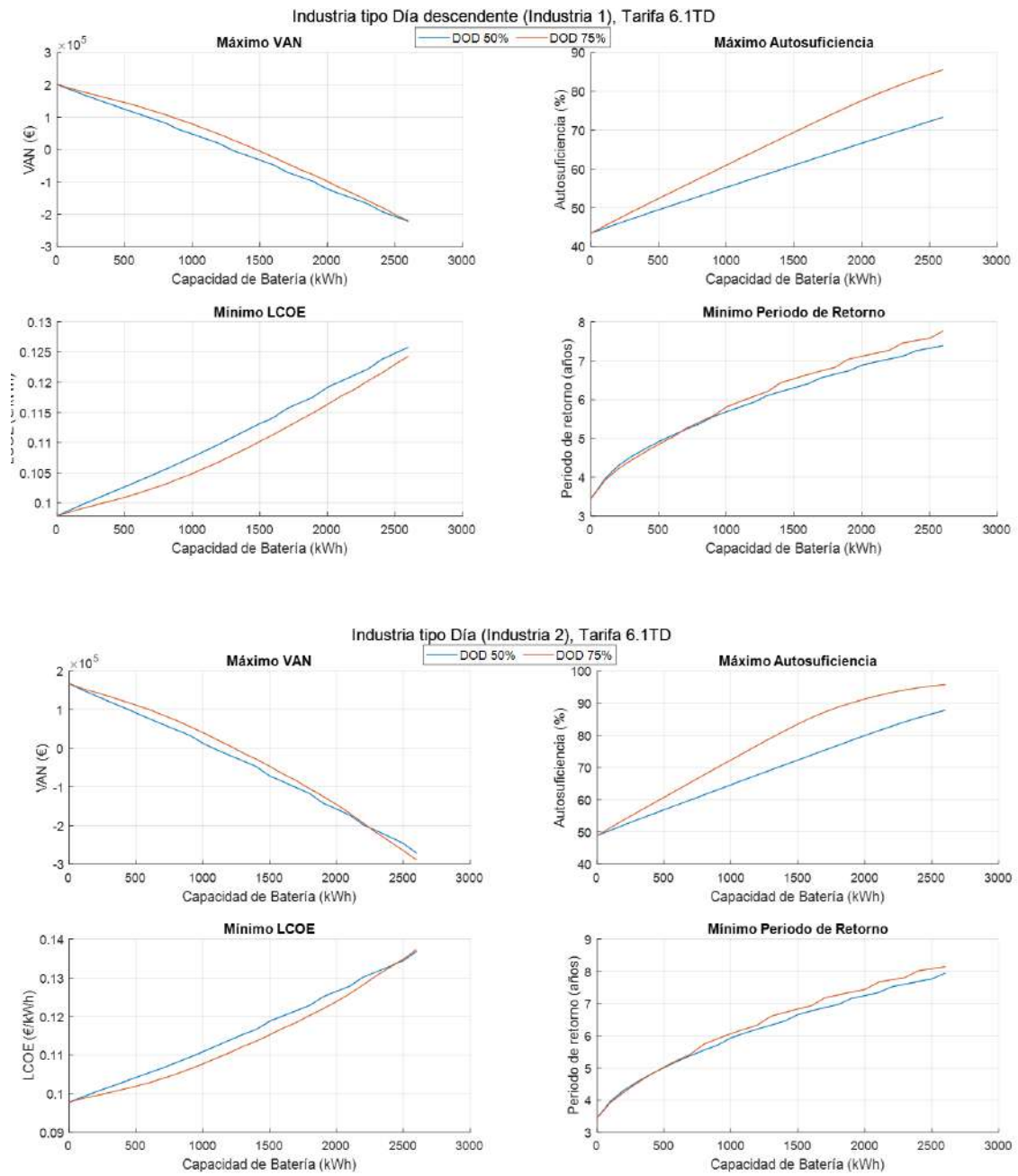


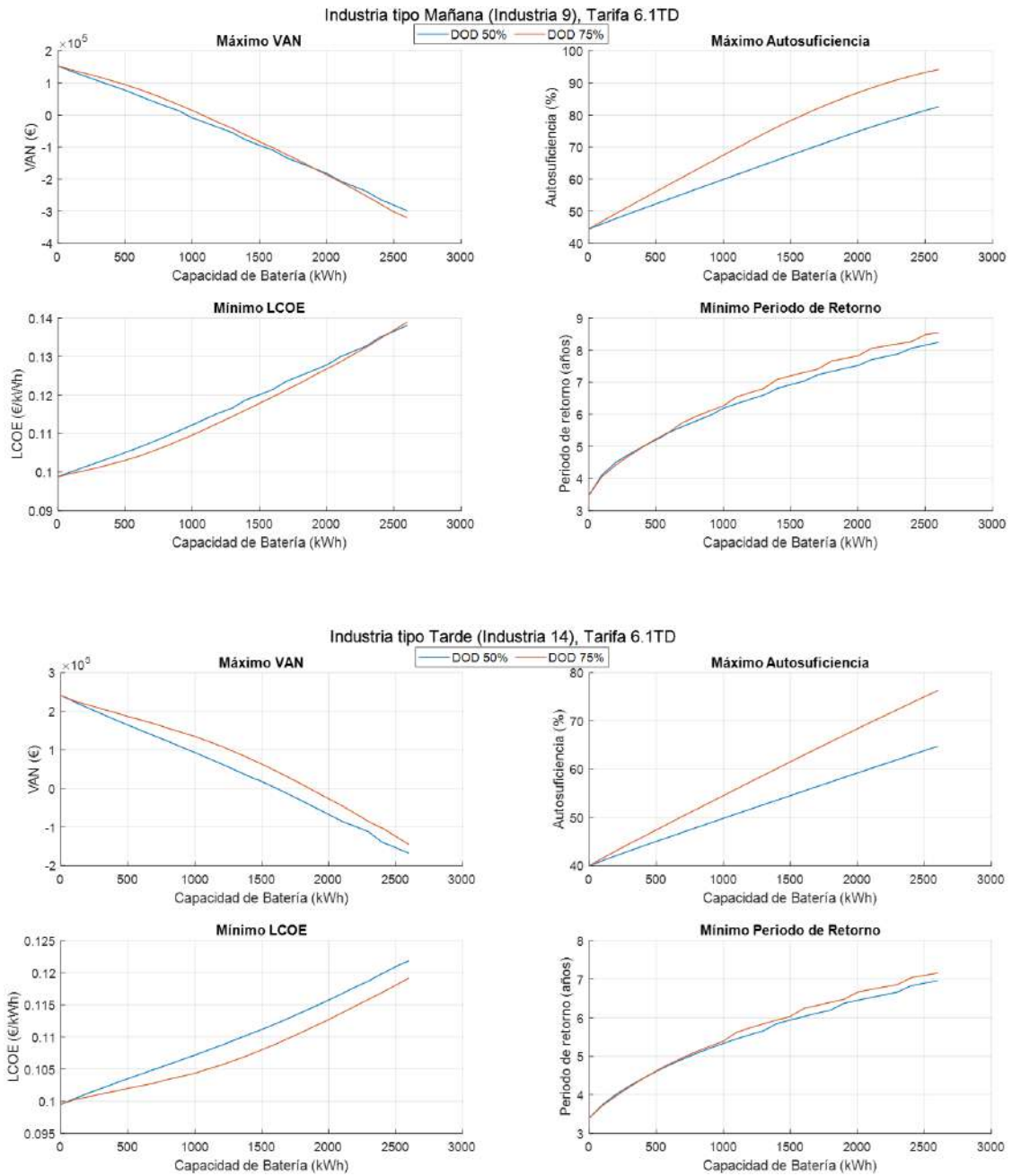


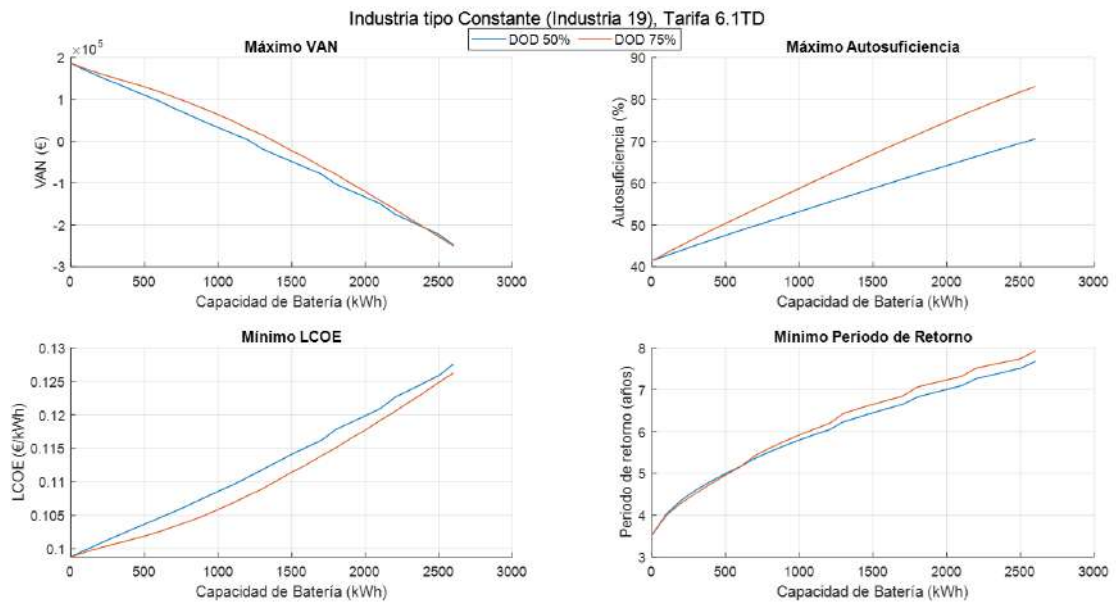
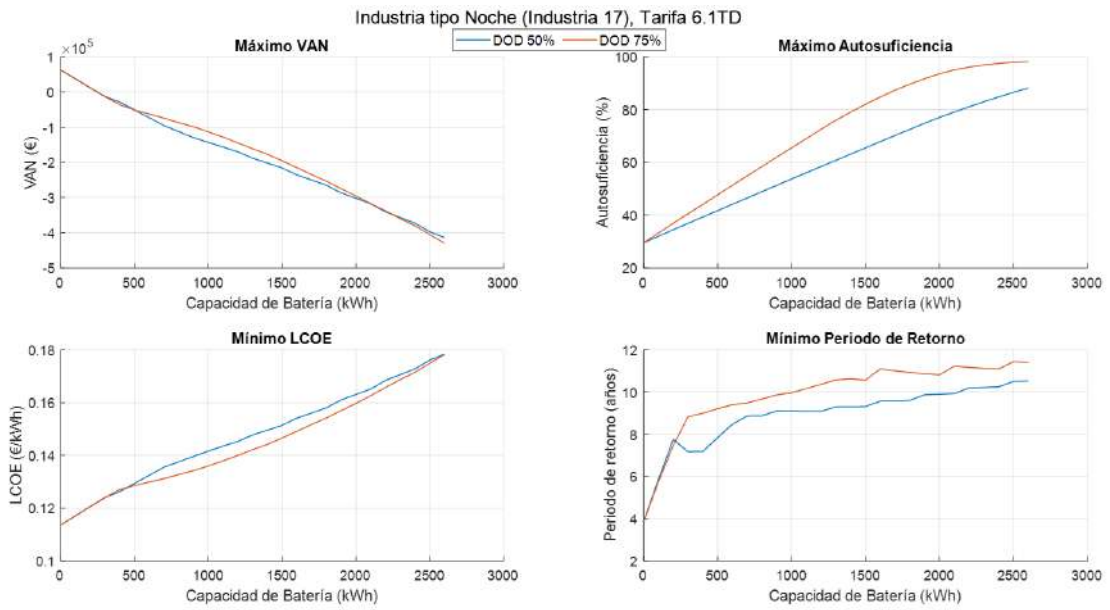
enerclíc

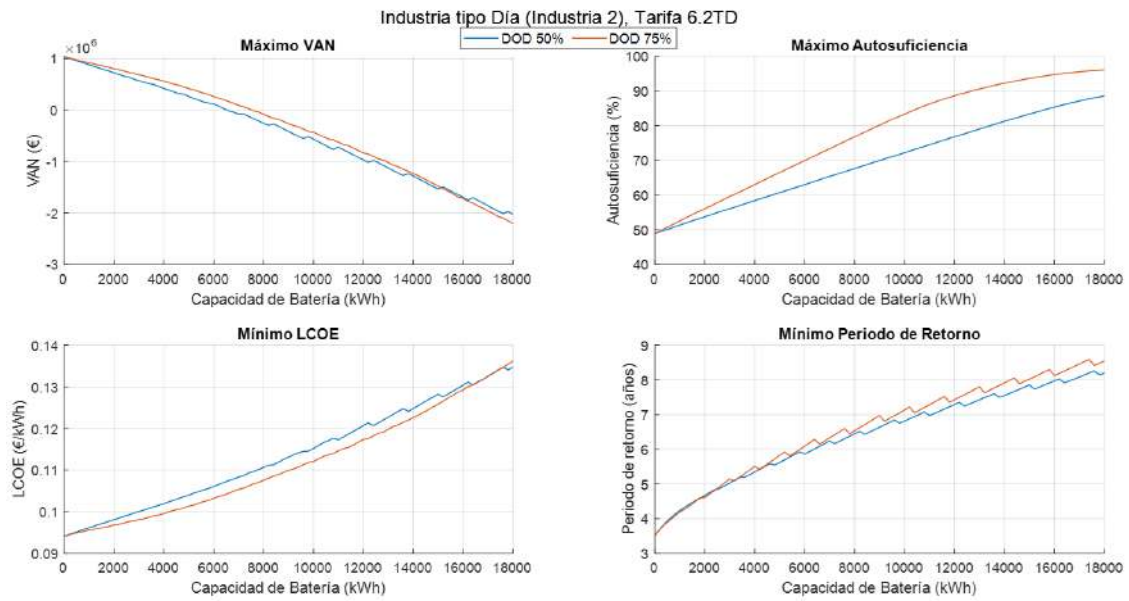
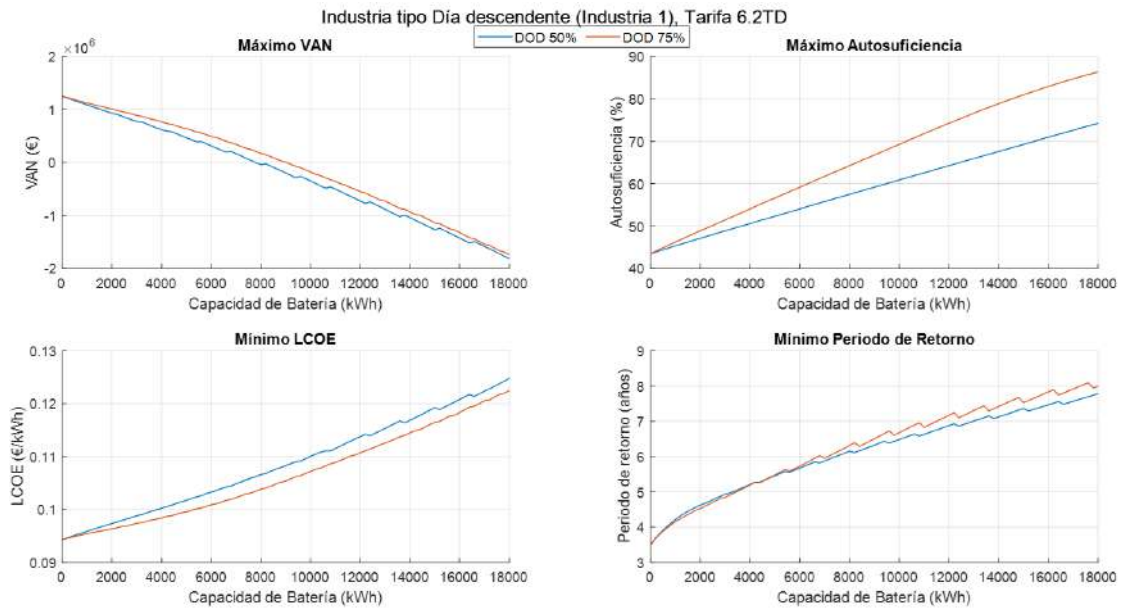
Calle Elena Soriano, 7
CP: 29006 – Málaga, España
Tlf: (+34) 952 02 05 80 (Centralita)
info@enerclíc.es | enerclíc.es

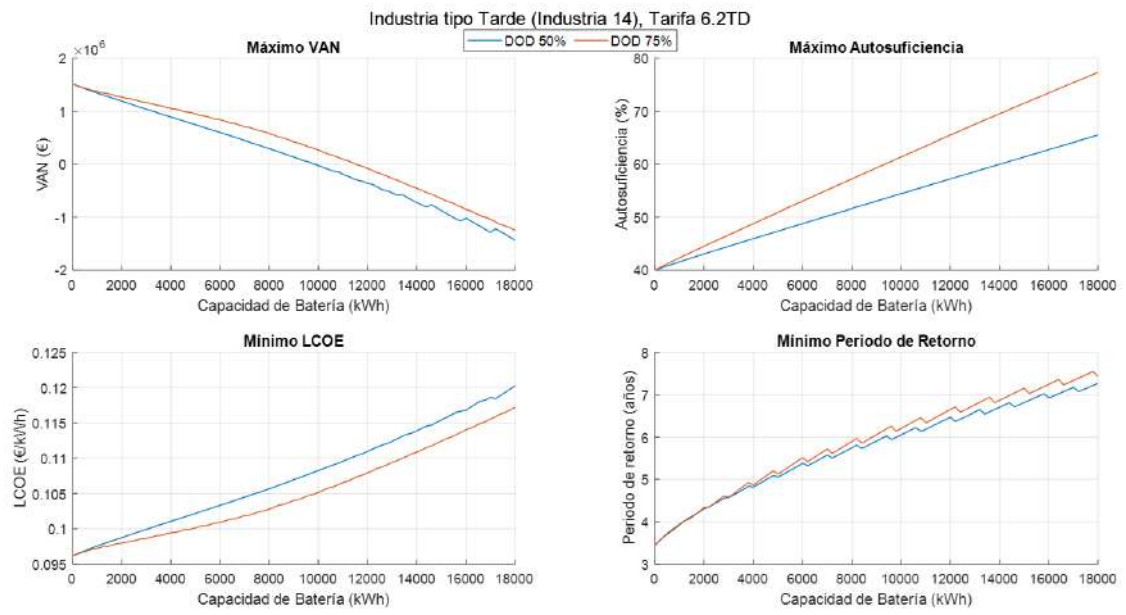
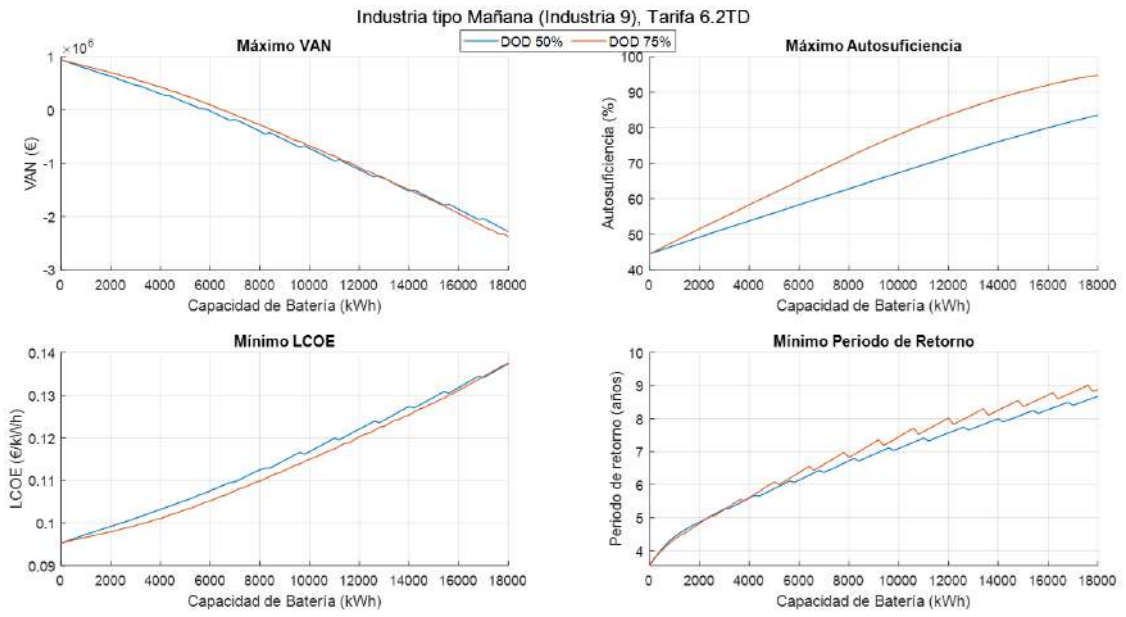
ANEXO V: RESULTADOS PARA DIFERENTES PROFUNDIDADES DE DESCARGA

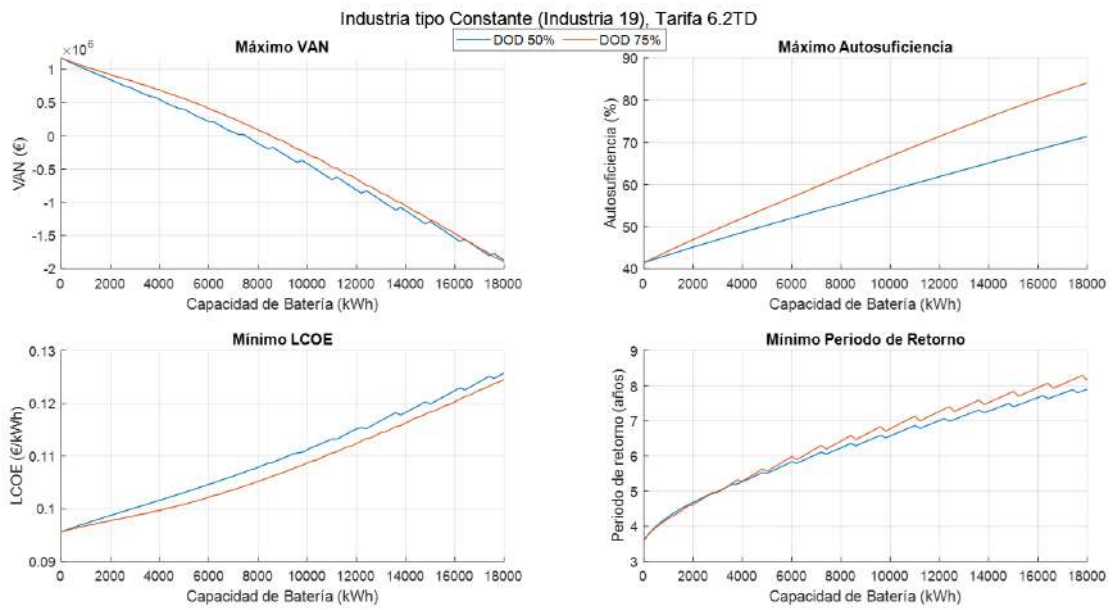
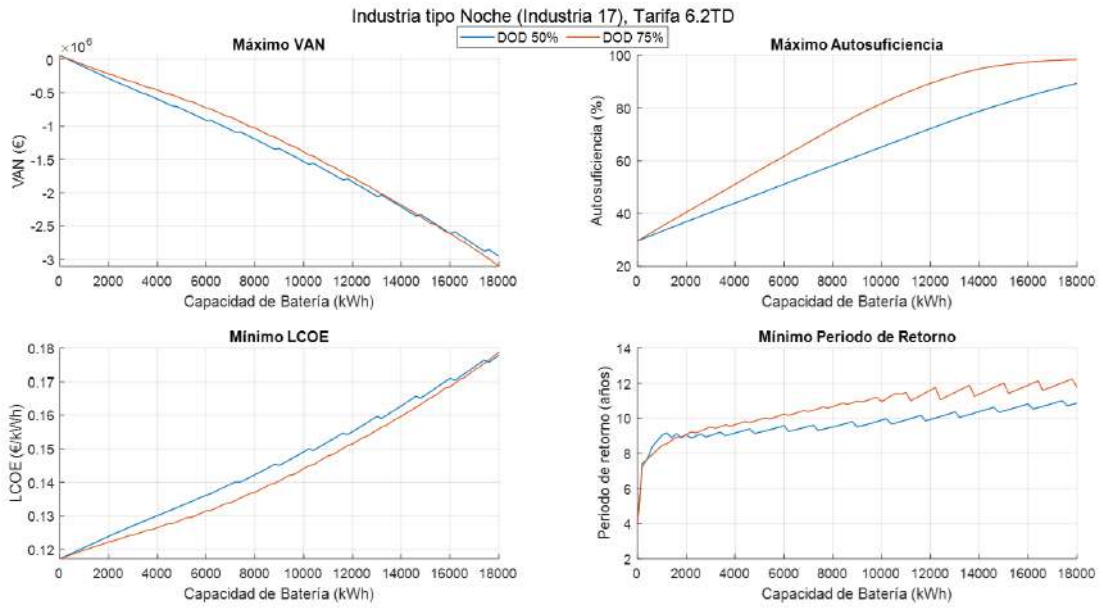


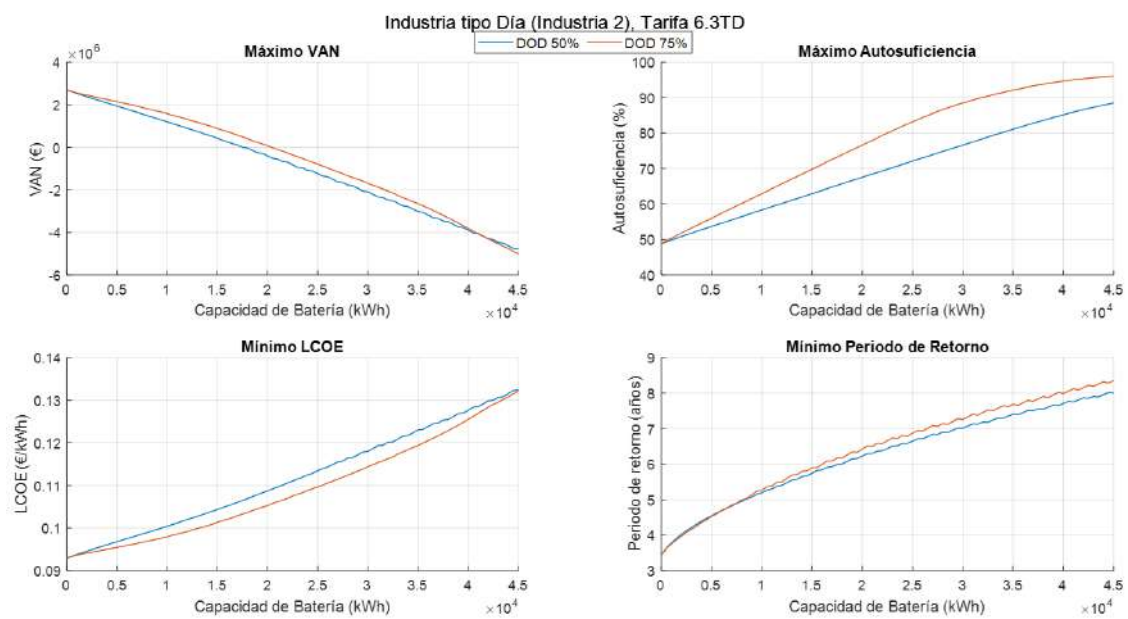
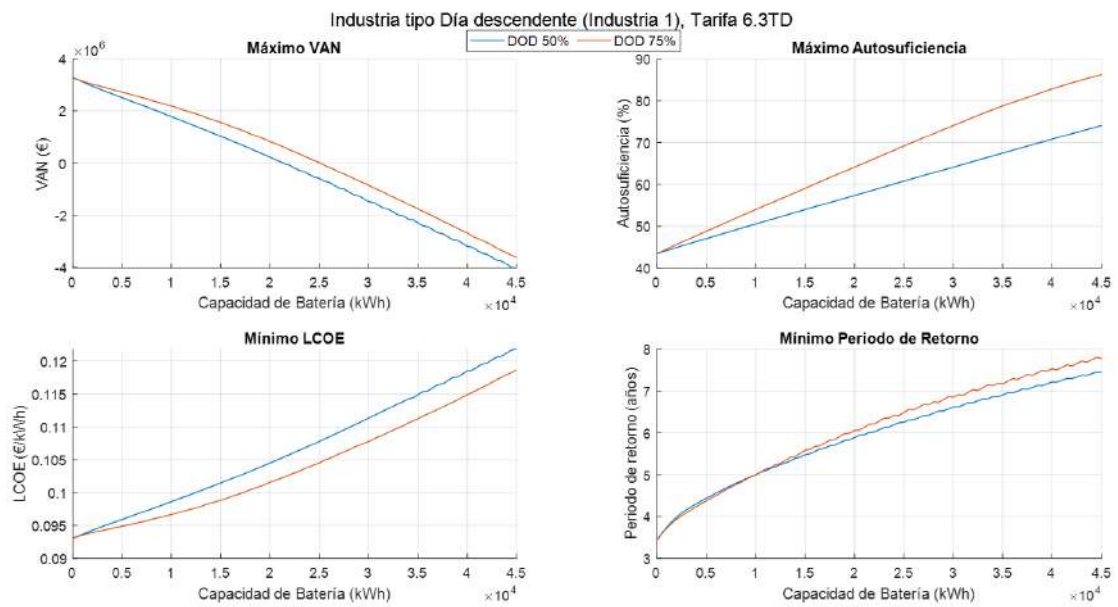


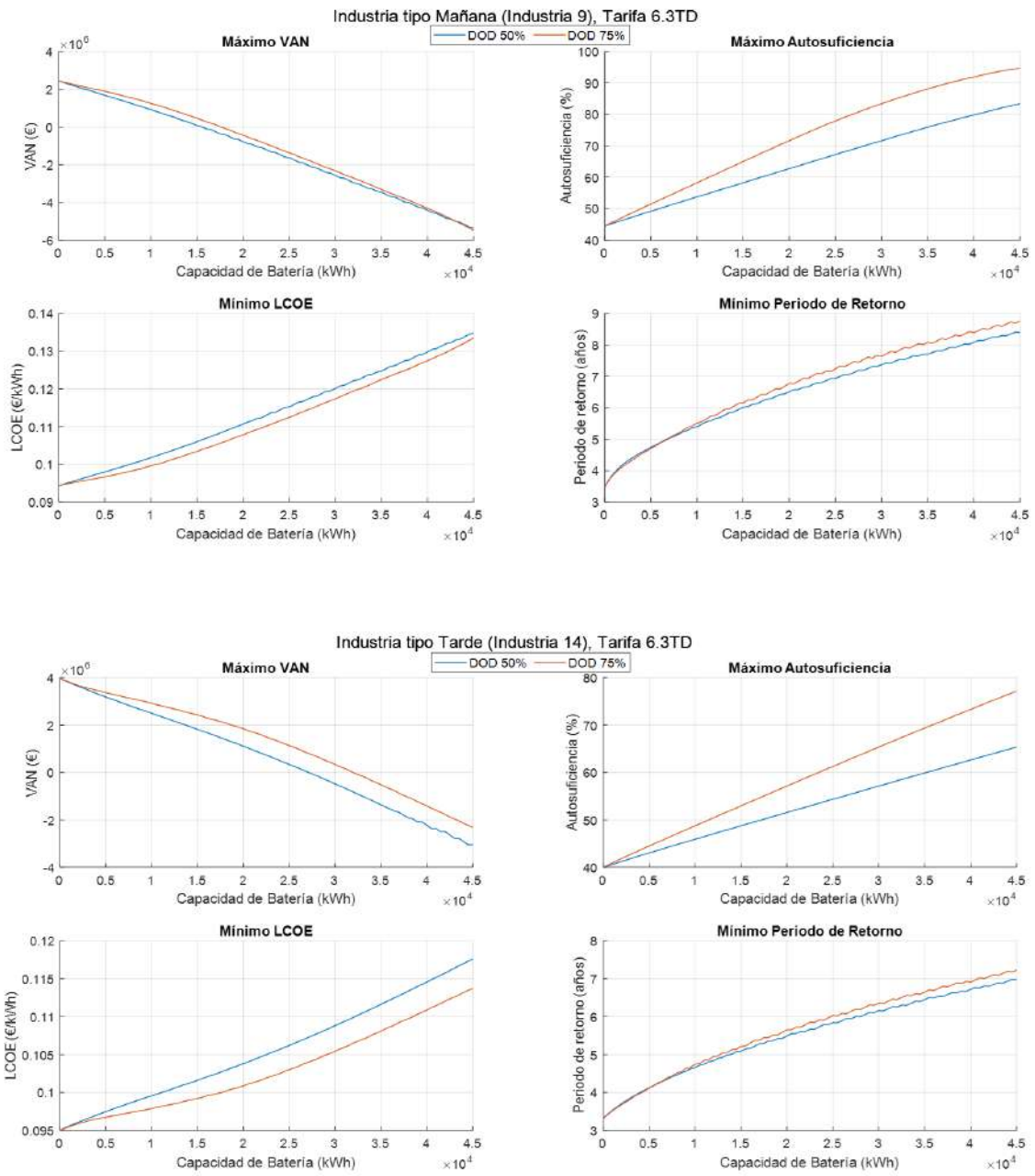


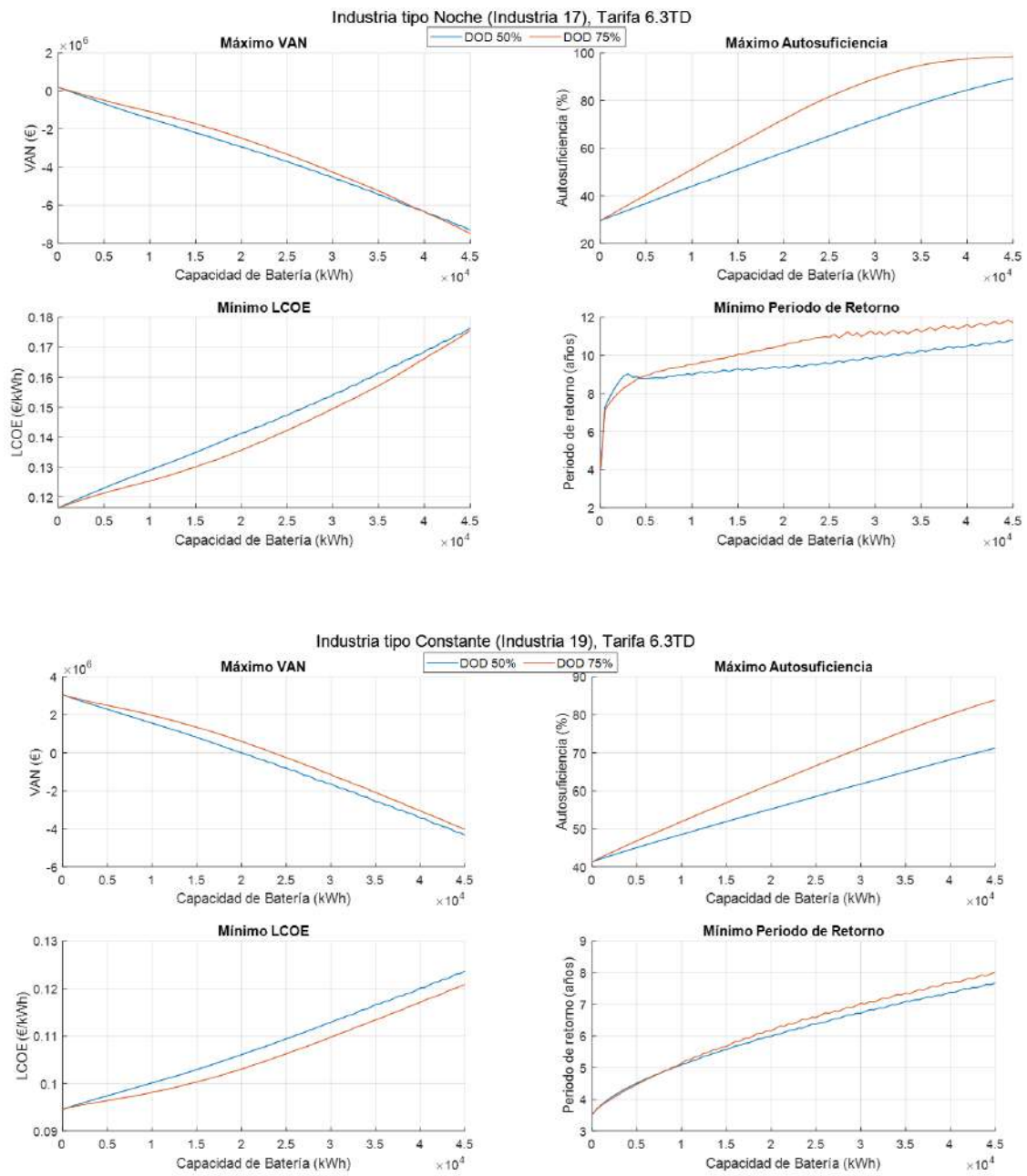


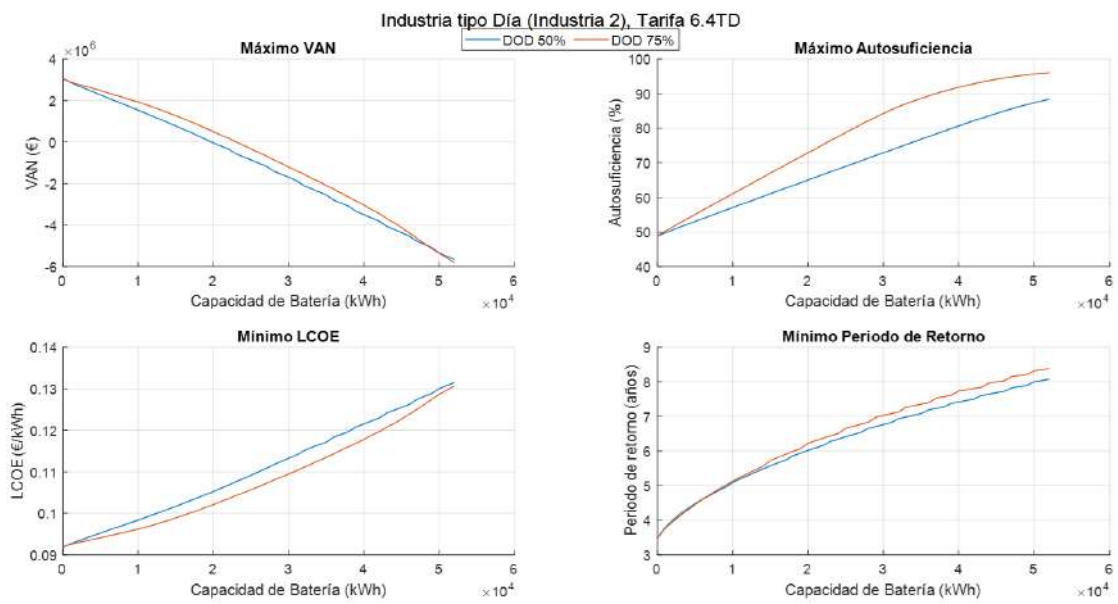
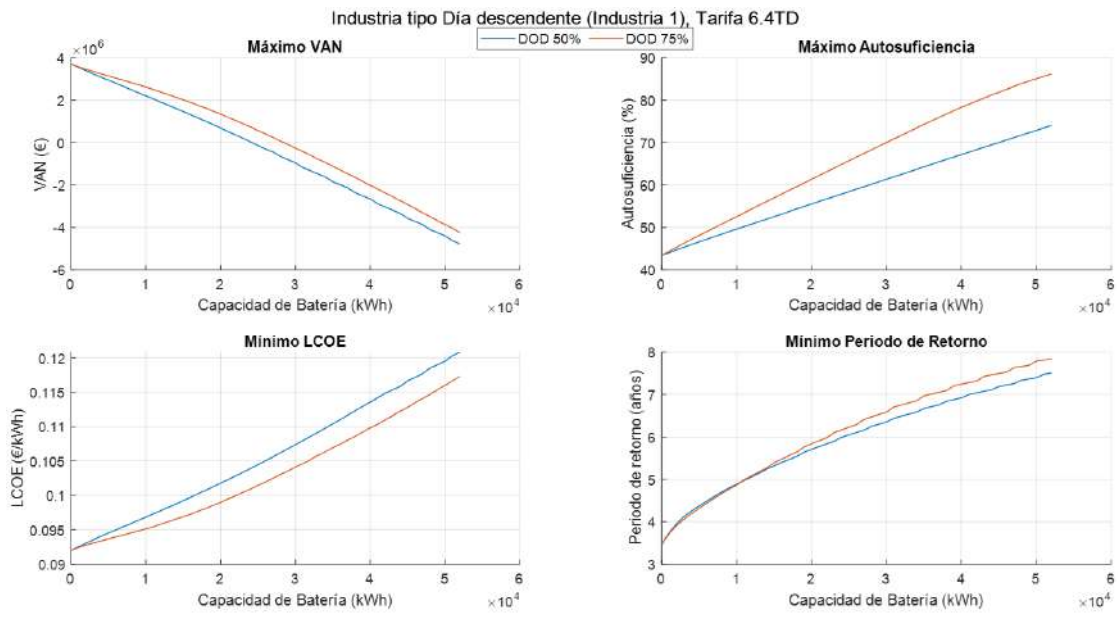


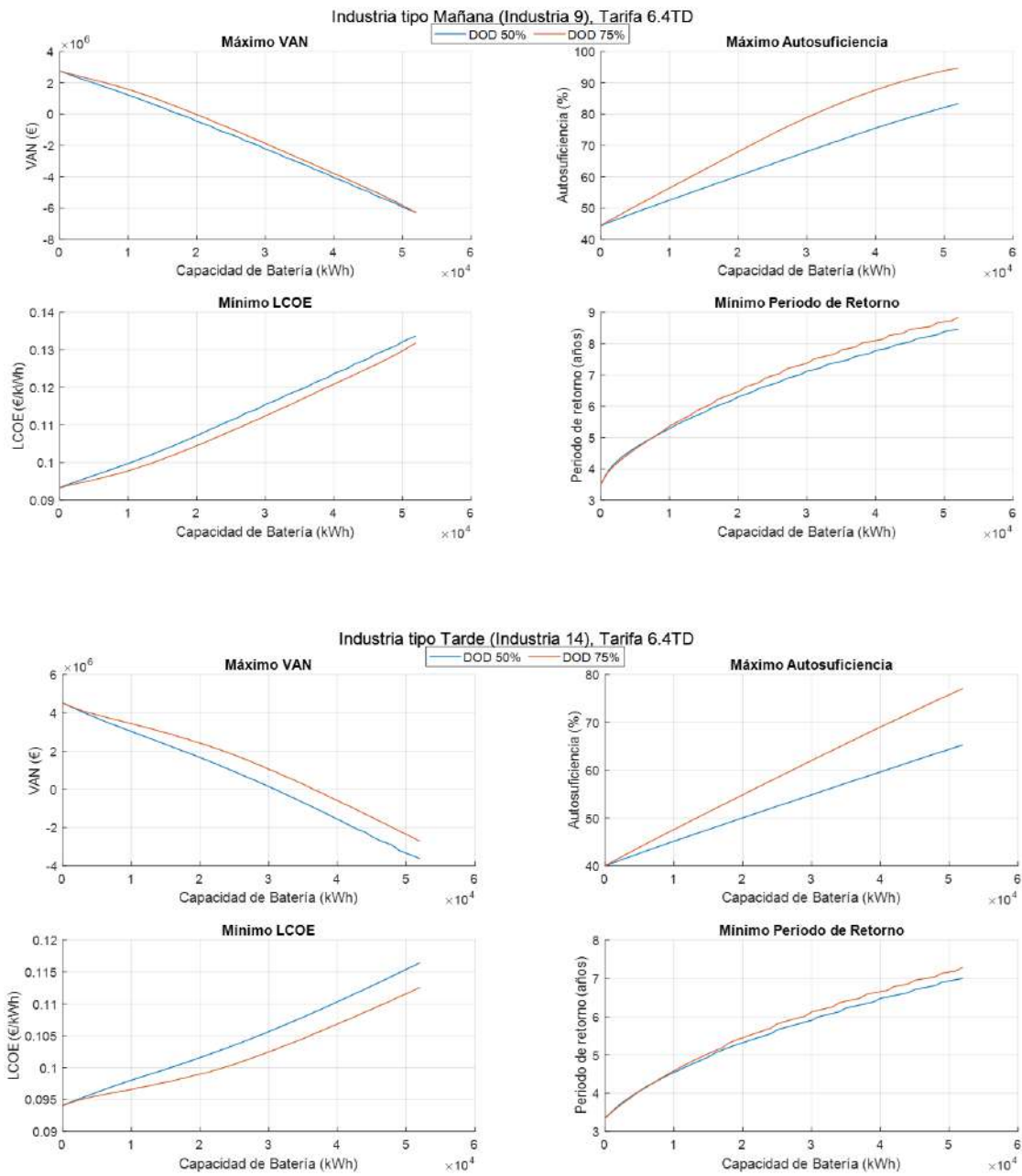


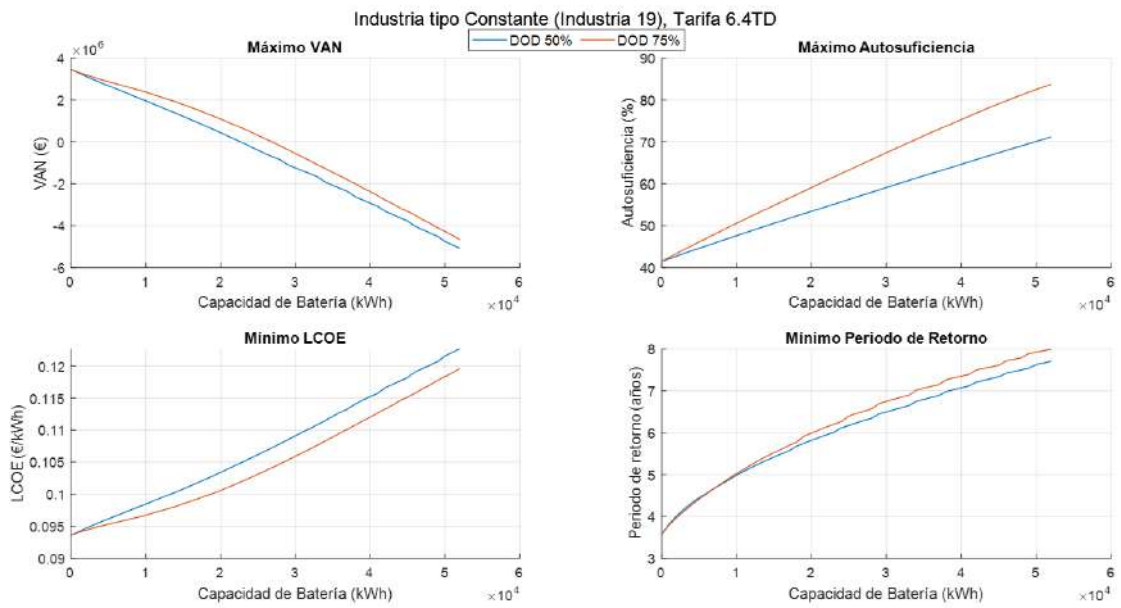
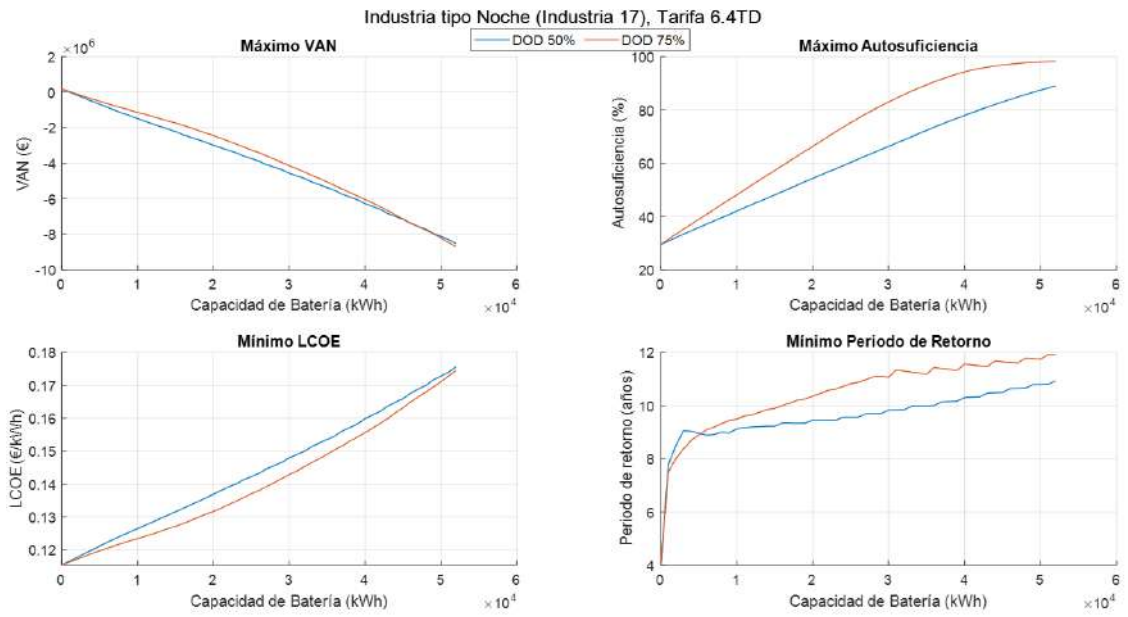






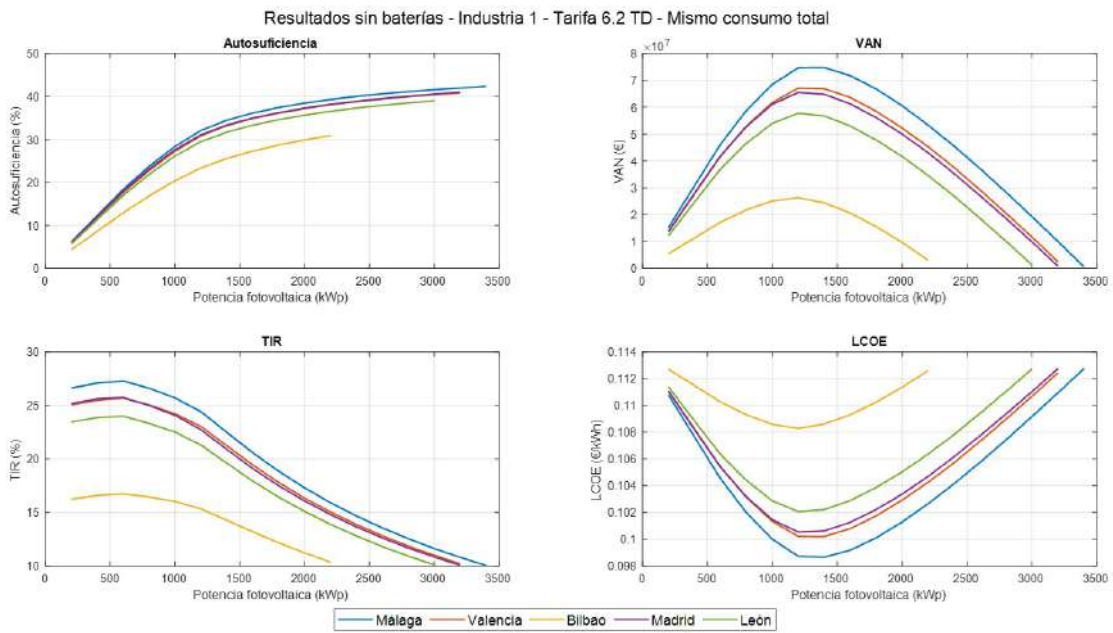
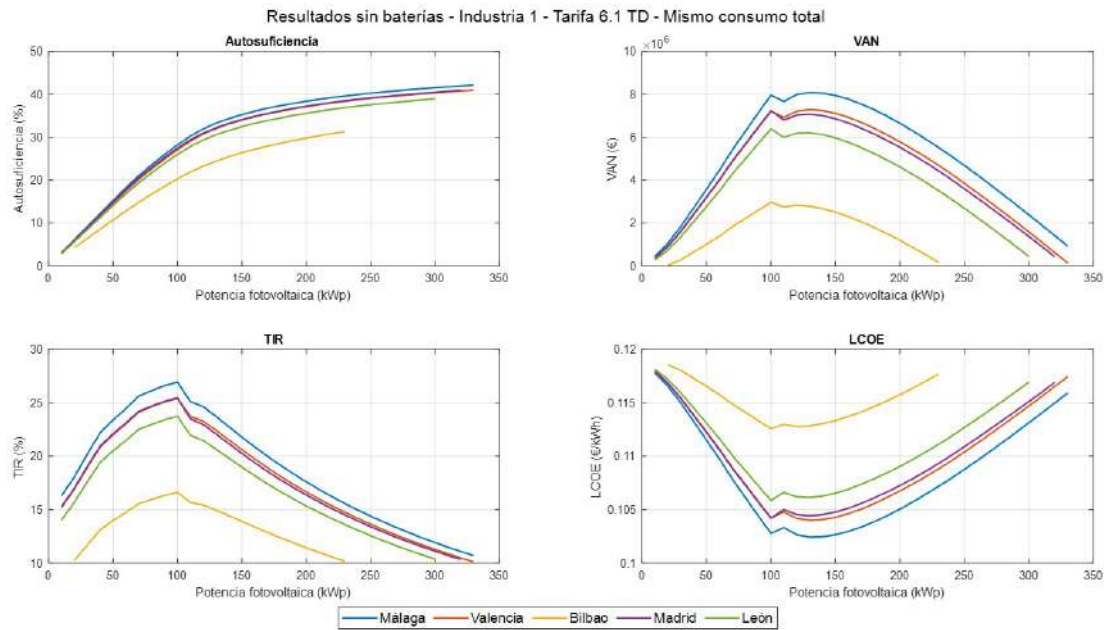




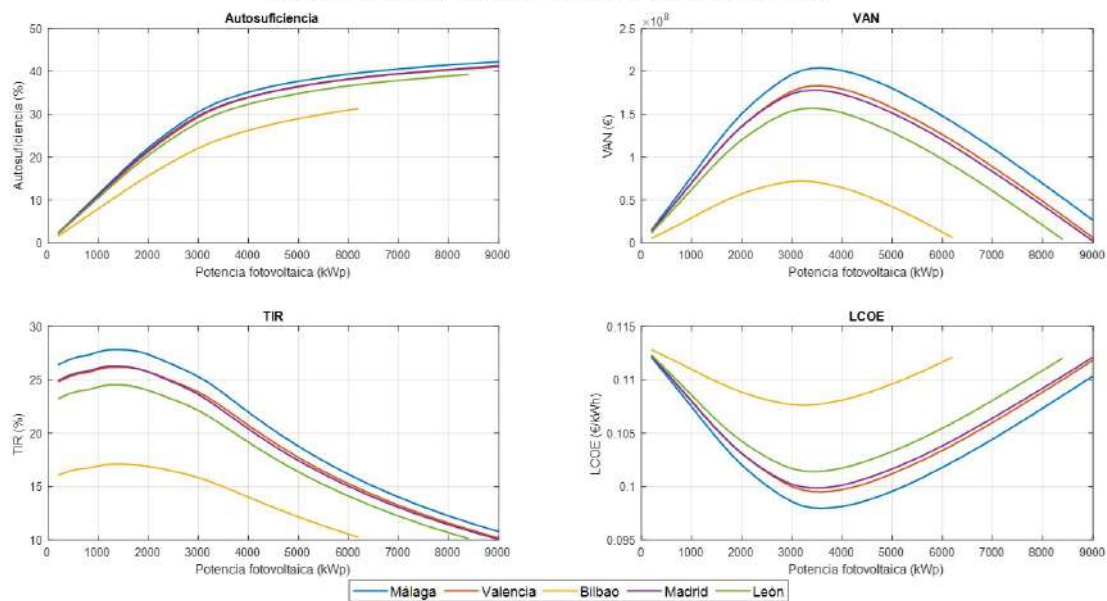


ANEXO VI: RESULTADOS SIN BATERÍAS

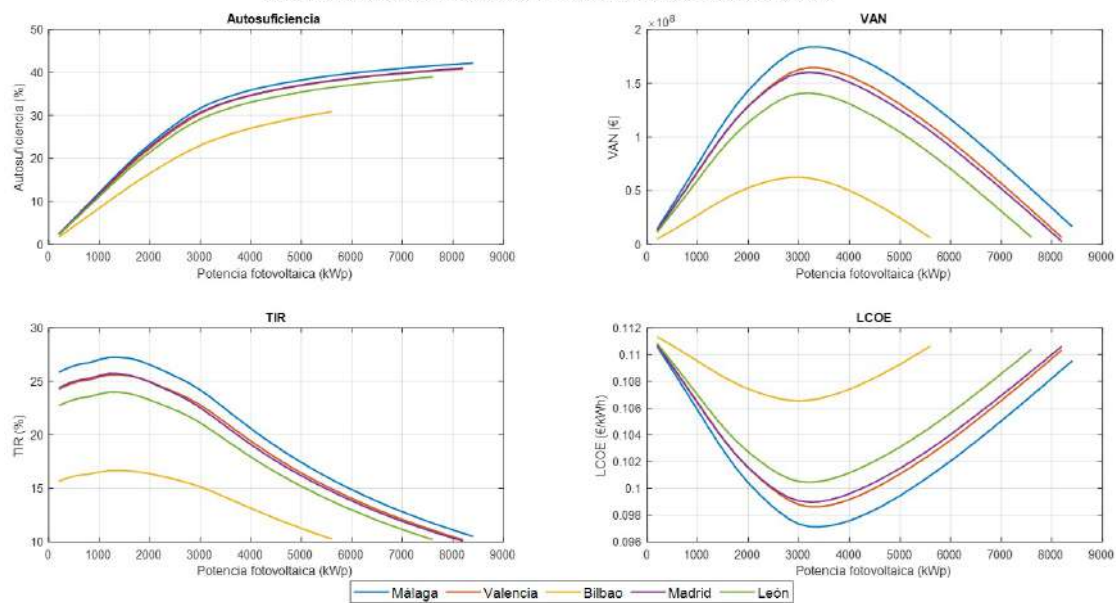
RESULTADOS SIN BATERÍAS PARA EL MISMO CONSUMO



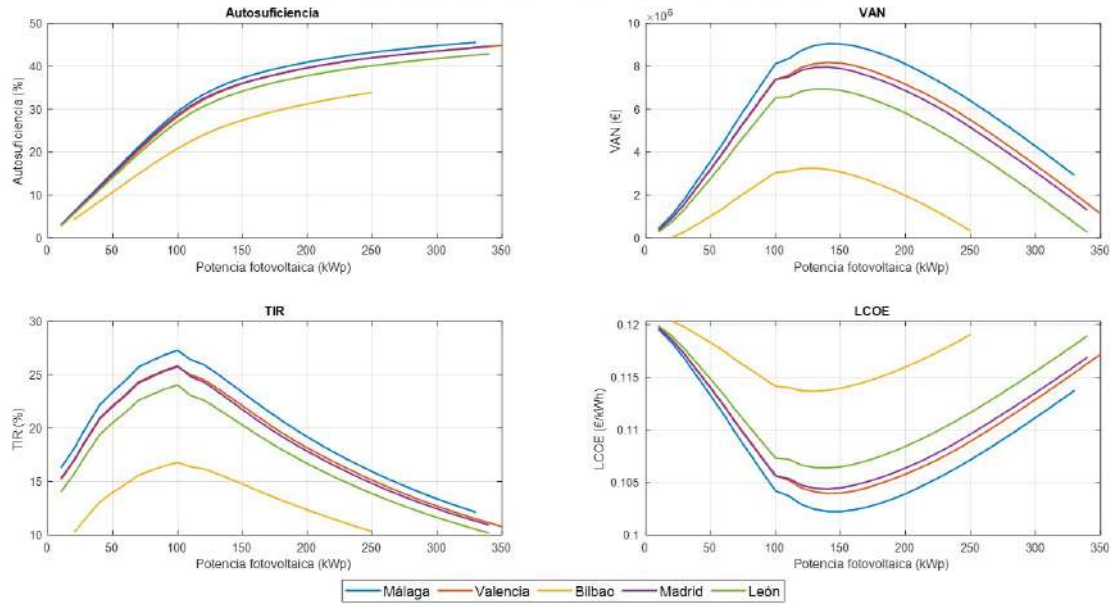
Resultados sin baterías - Industria 1 - Tarifa 6.3 TD - Mismo consumo total



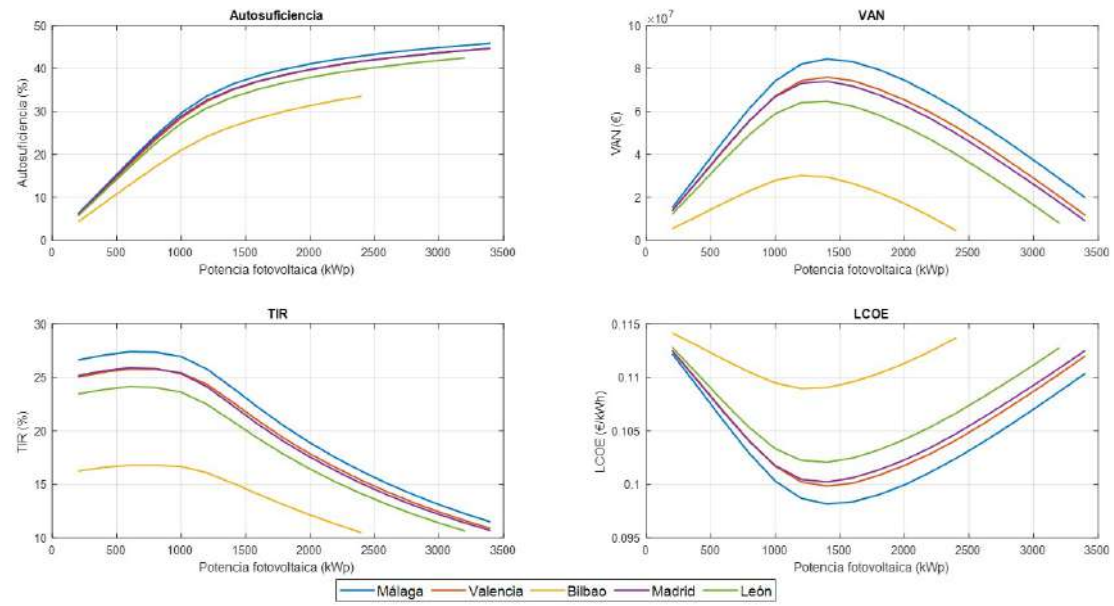
Resultados sin baterías - Industria 1 - Tarifa 6.4 TD - Mismo consumo total



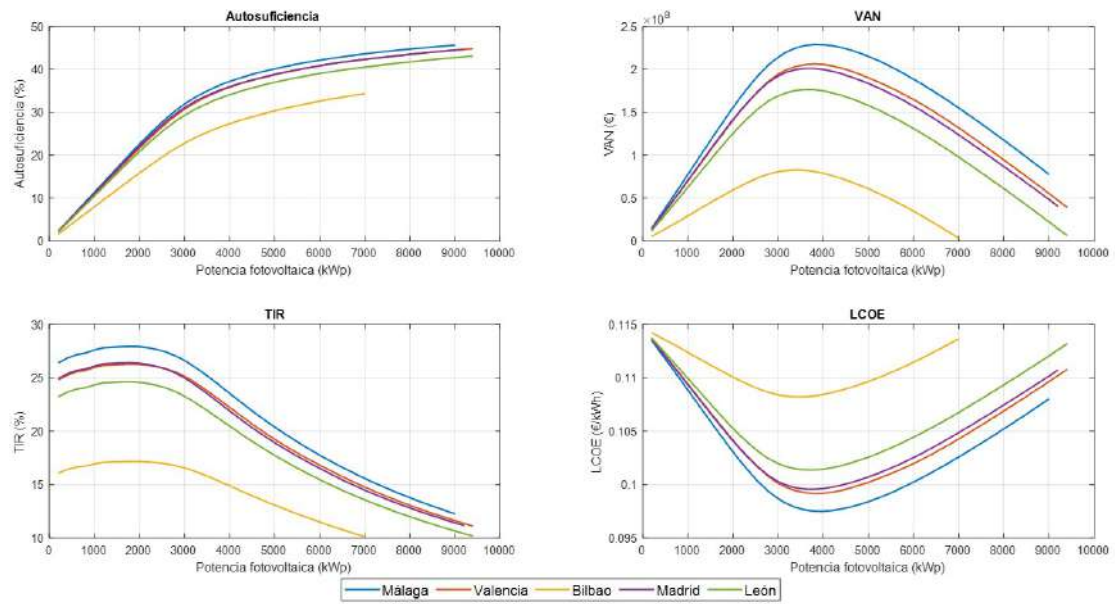
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1 TD - Mismo consumo total



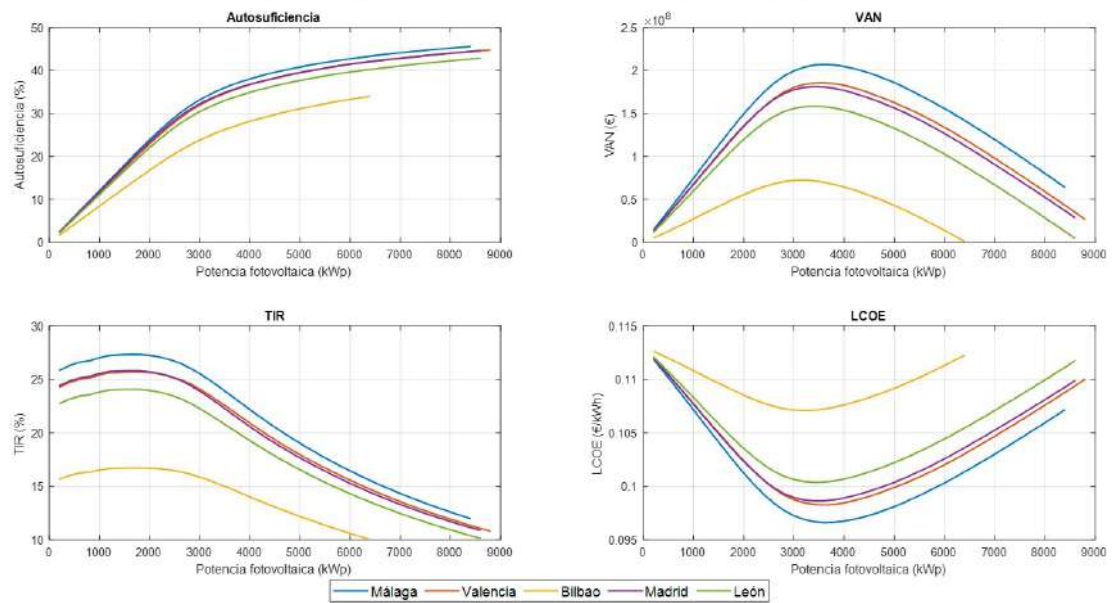
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.2 TD - Mismo consumo total



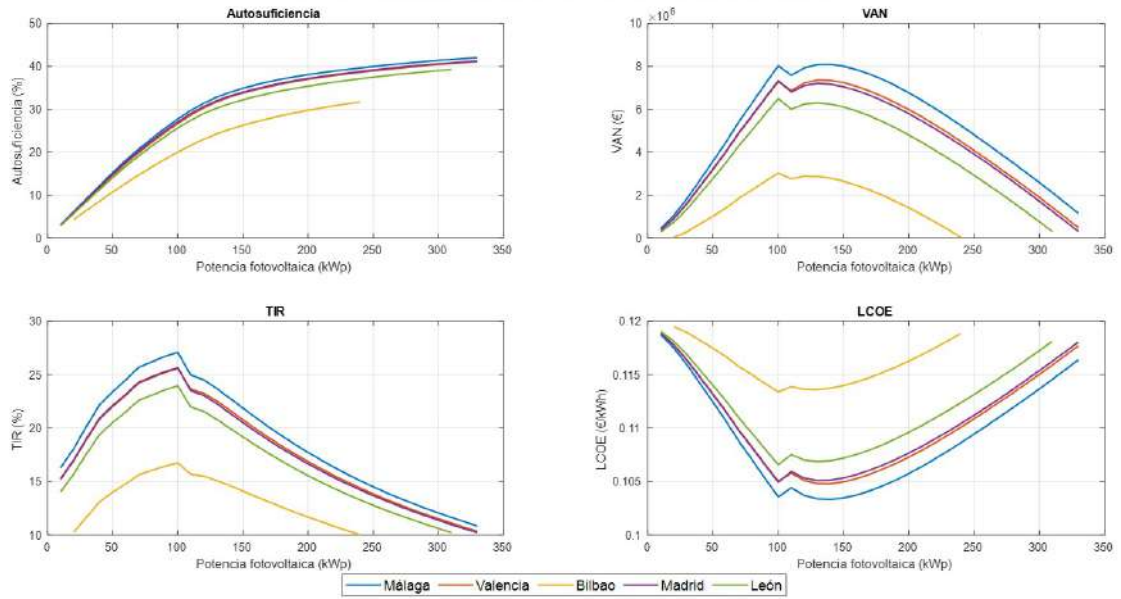
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.3 TD - Mismo consumo total



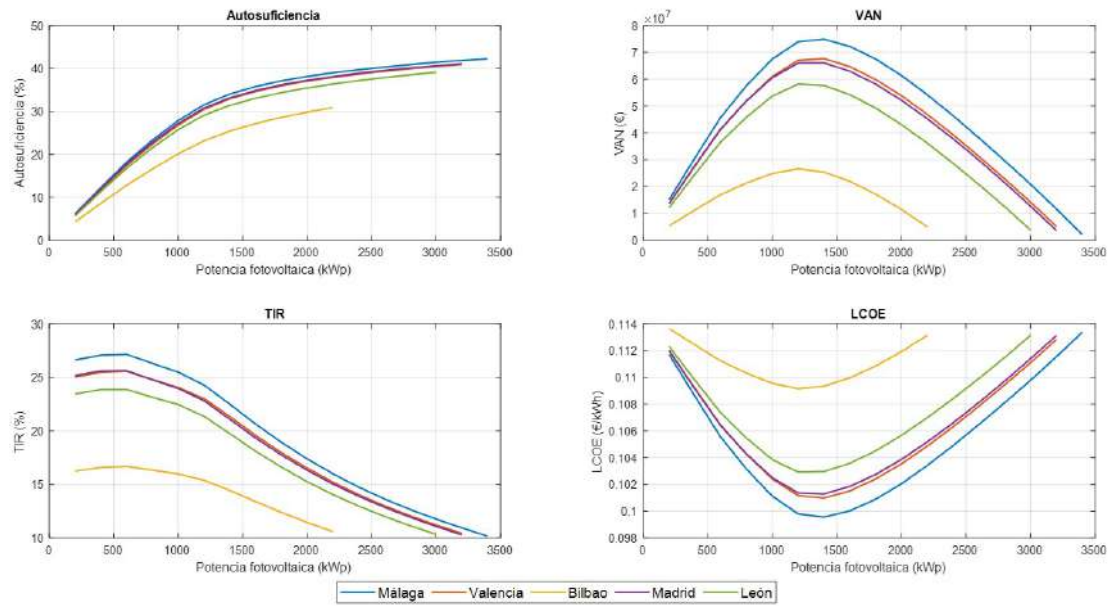
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.4 TD - Mismo consumo total



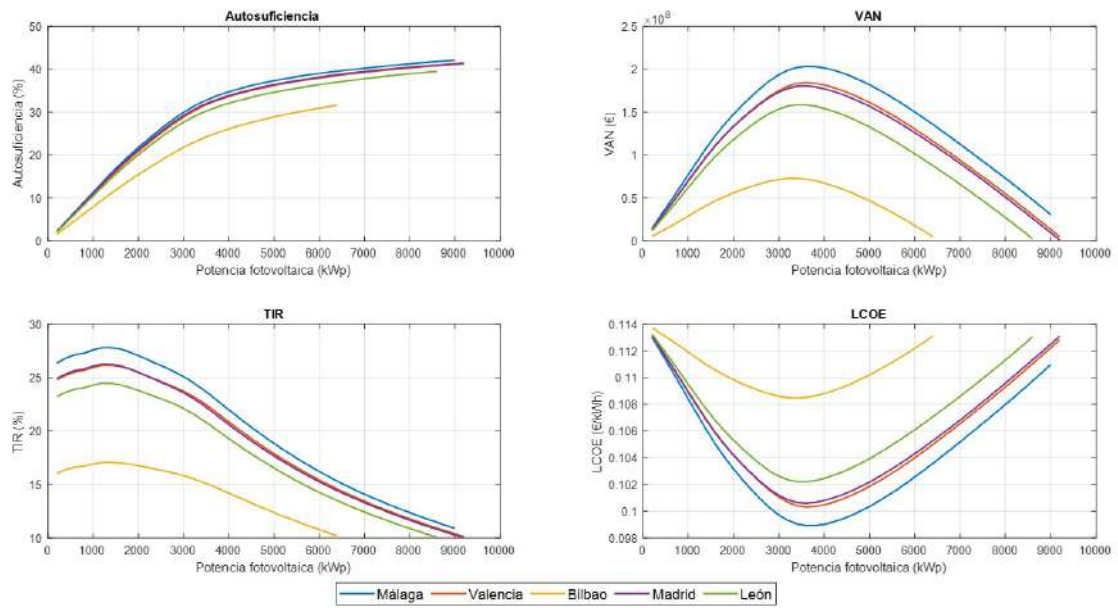
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1 TD - Mismo consumo total



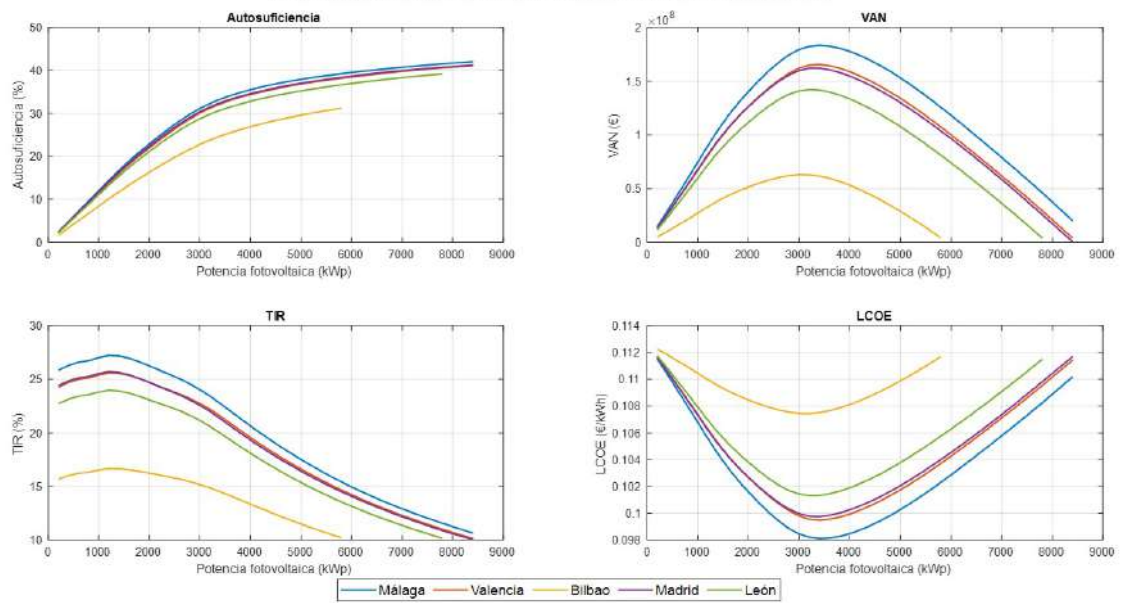
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.2 TD - Mismo consumo total



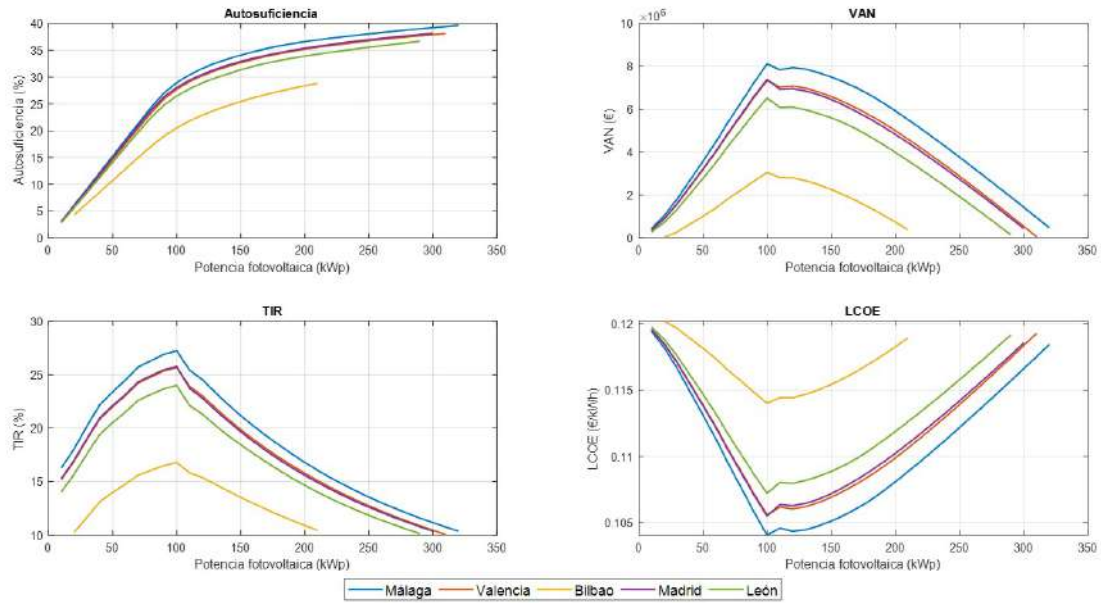
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.3 TD - Mismo consumo total



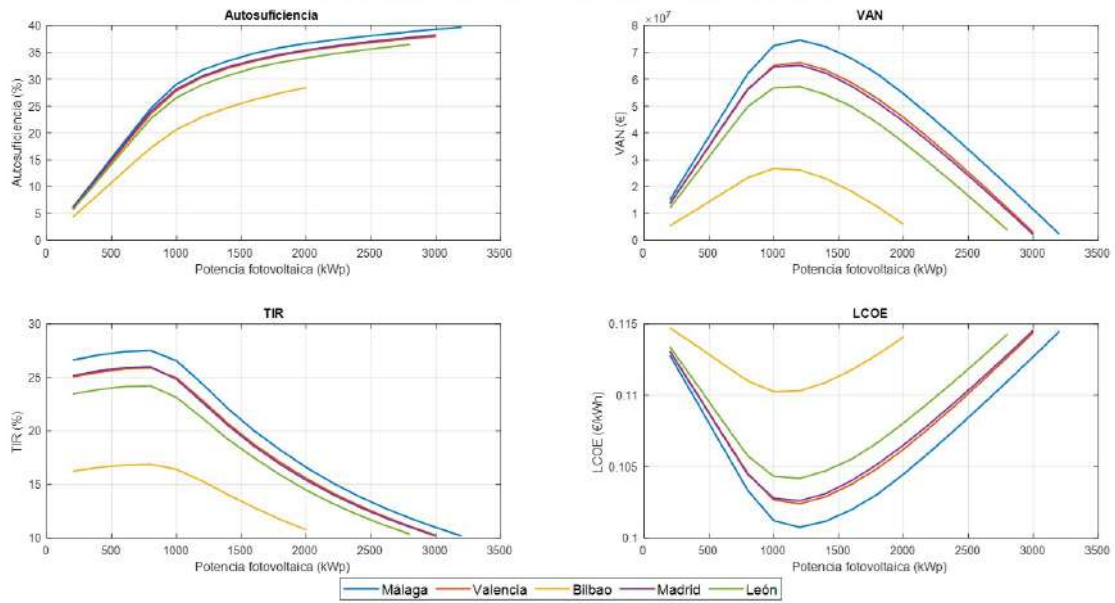
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.4 TD - Mismo consumo total

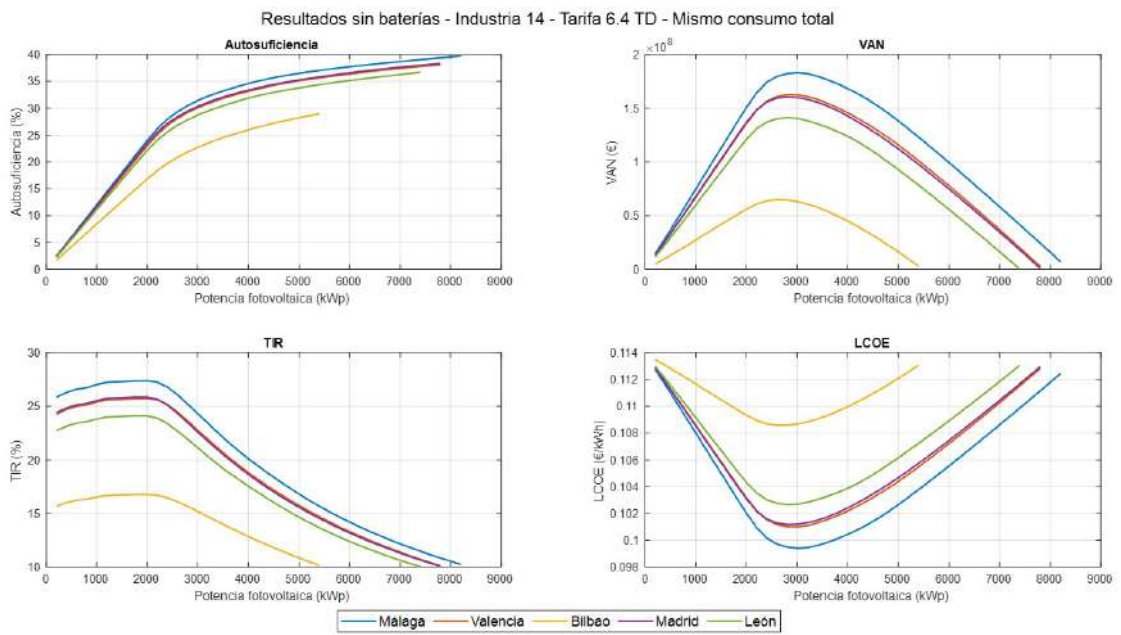
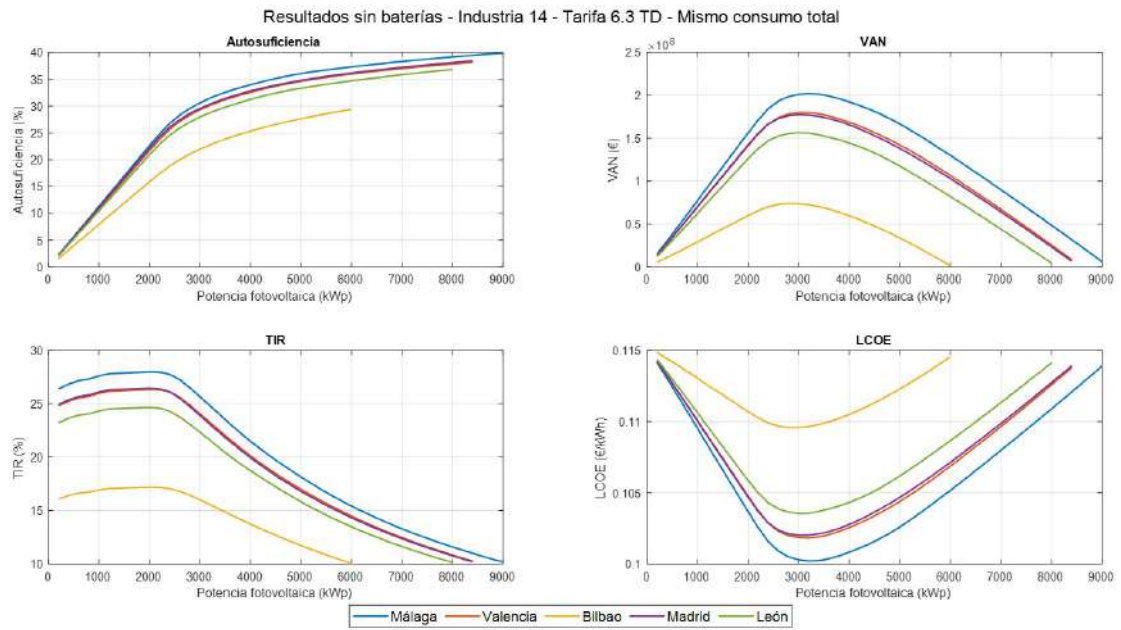


Resultados sin baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1 TD - Mismo consumo total

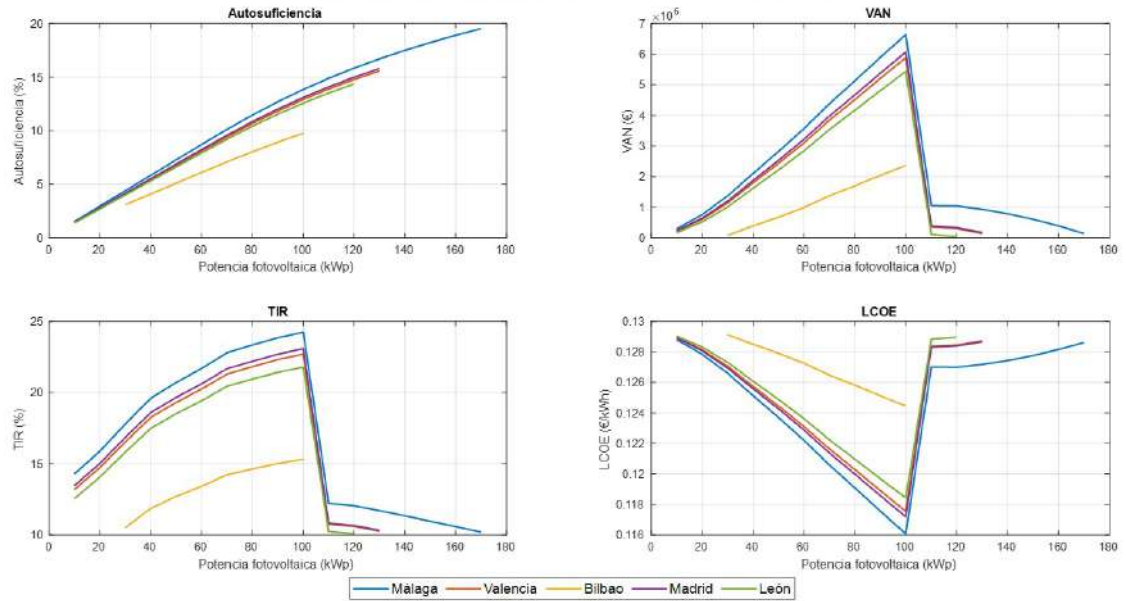


Resultados sin baterías - Industria 14 - Tarifa 6.2 TD - Mismo consumo total

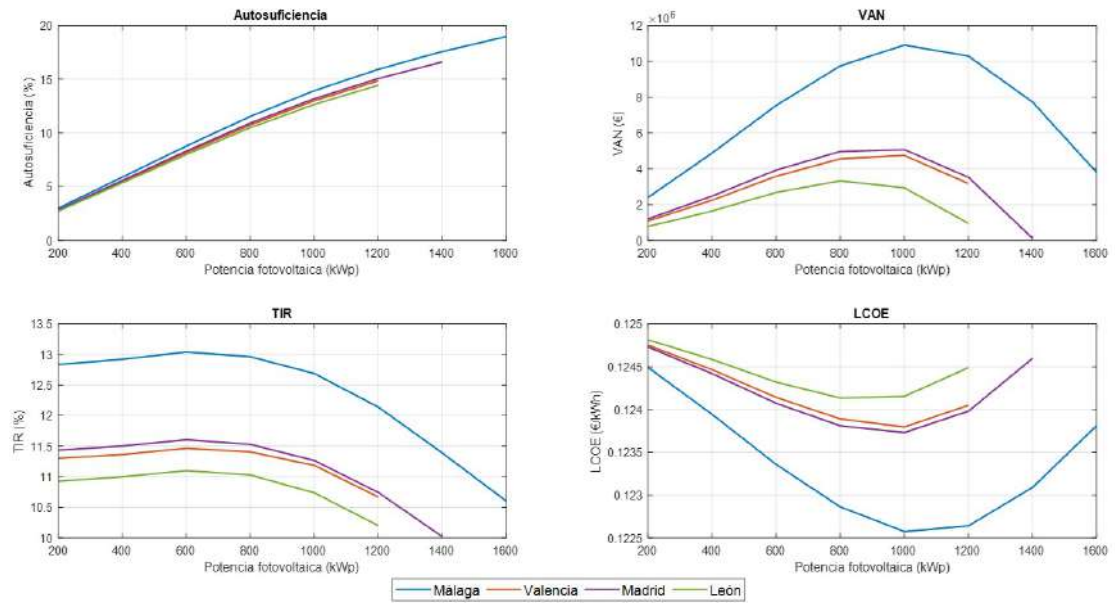




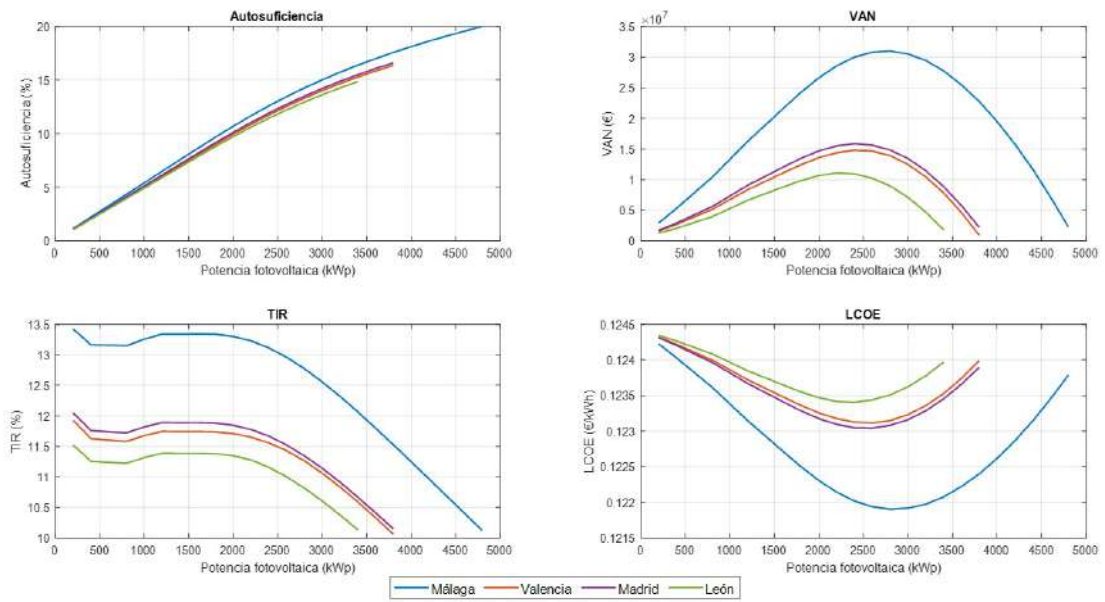
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.1 TD - Mismo consumo total



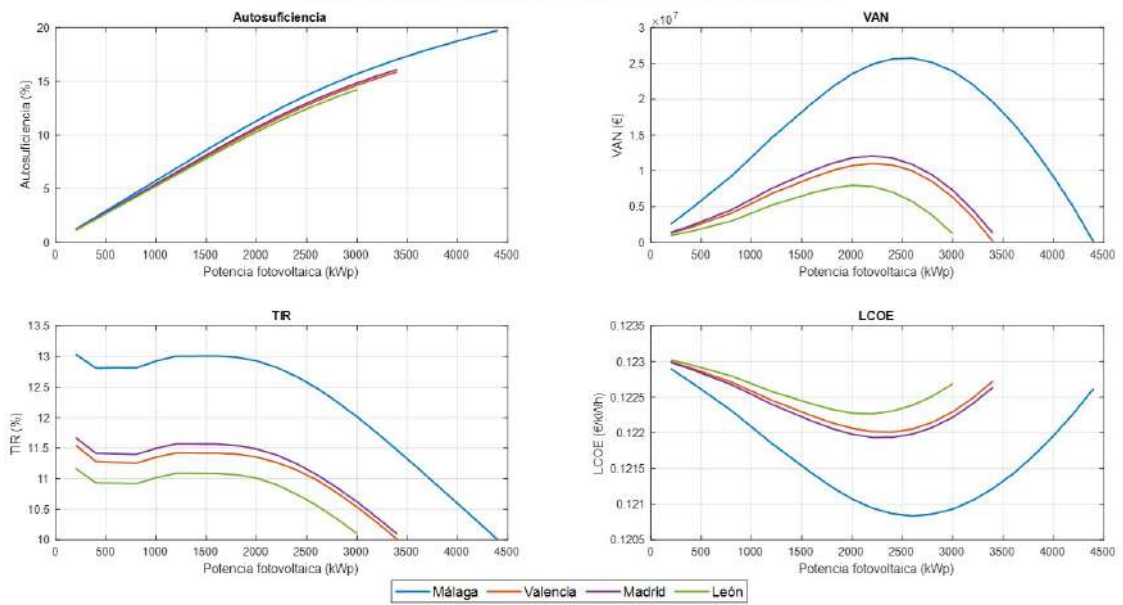
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.2 TD - Mismo consumo total



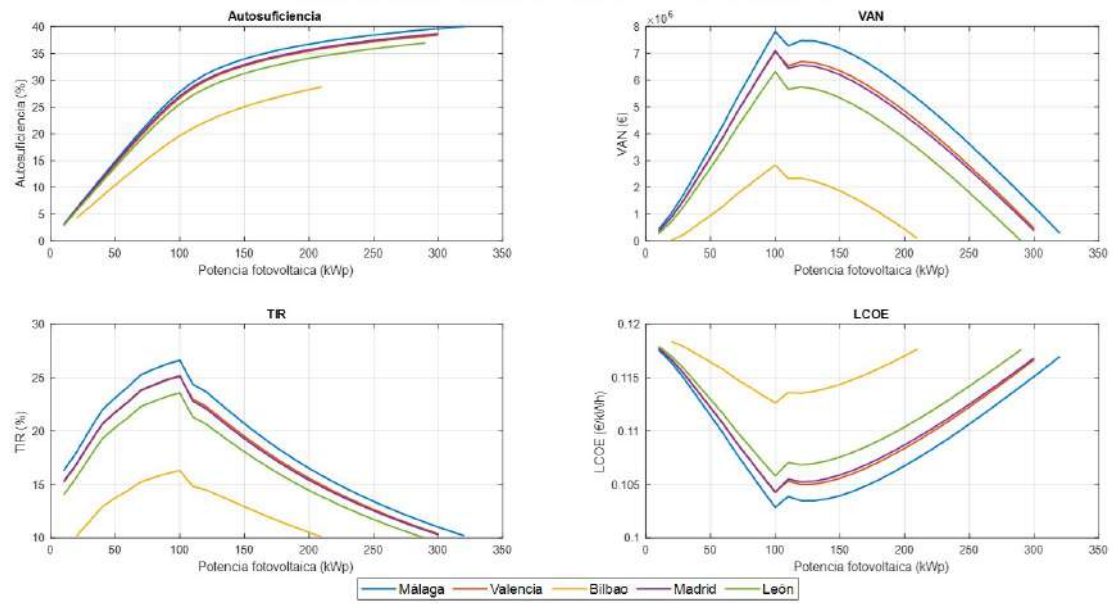
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.3 TD - Mismo consumo total



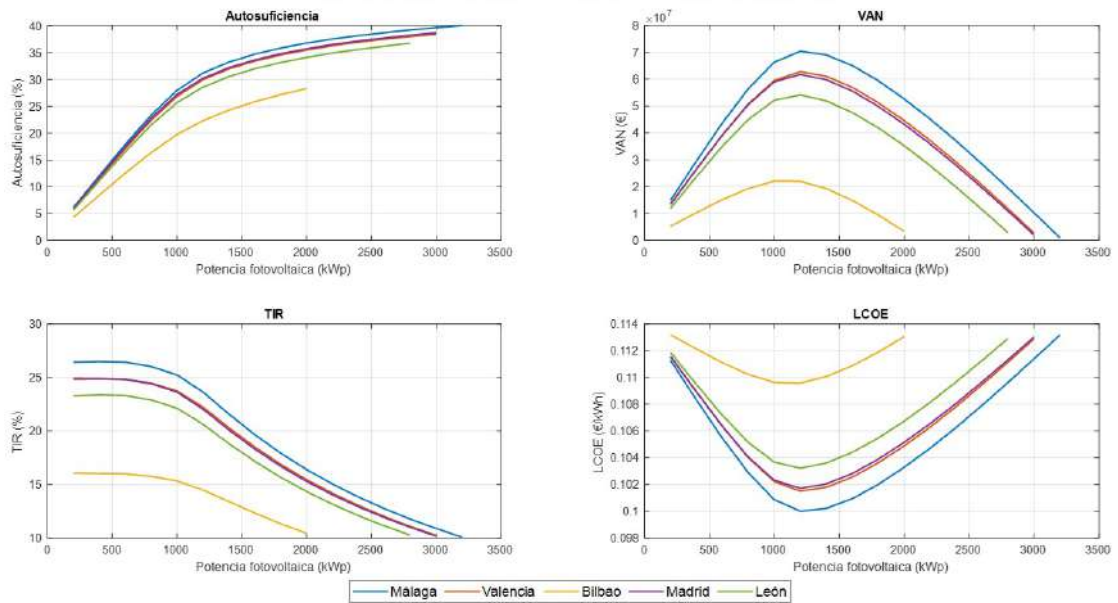
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.4 TD - Mismo consumo total



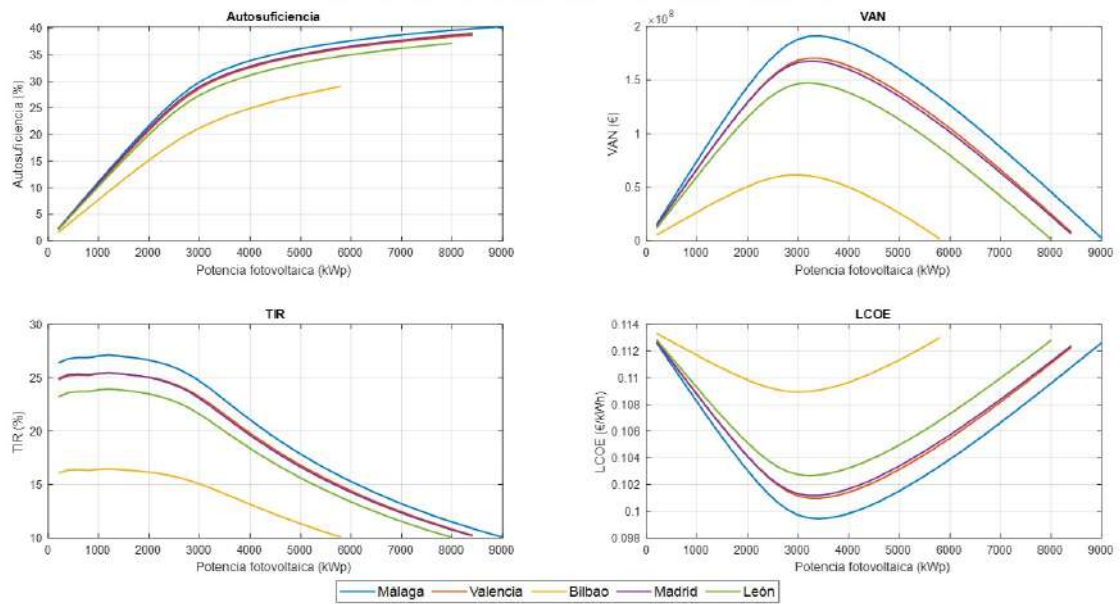
Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1 TD - Mismo consumo total



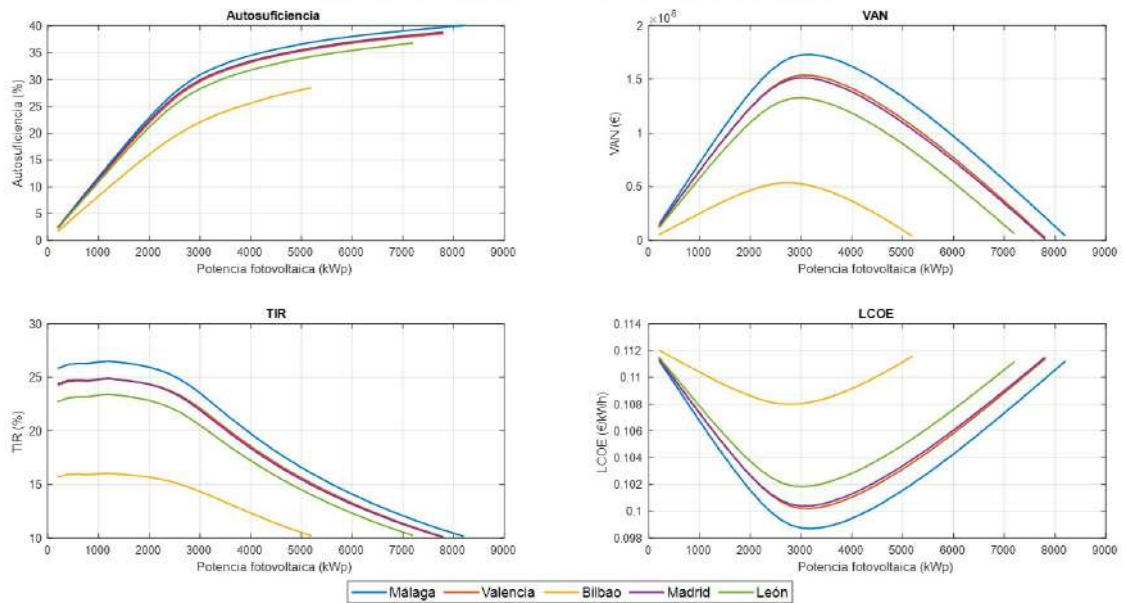
Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.2 TD - Mismo consumo total



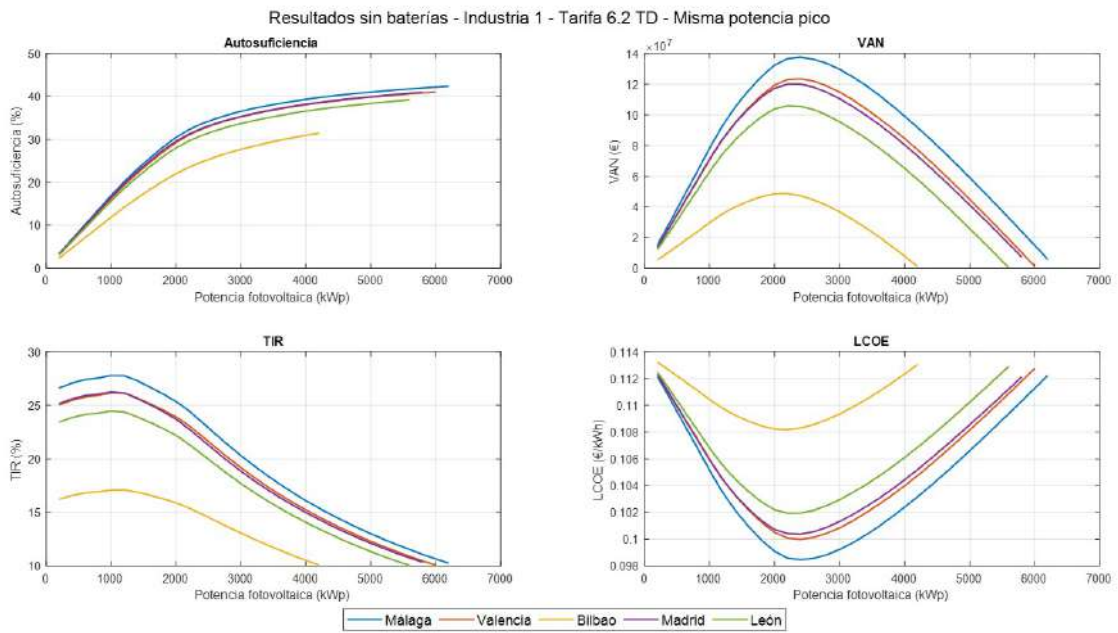
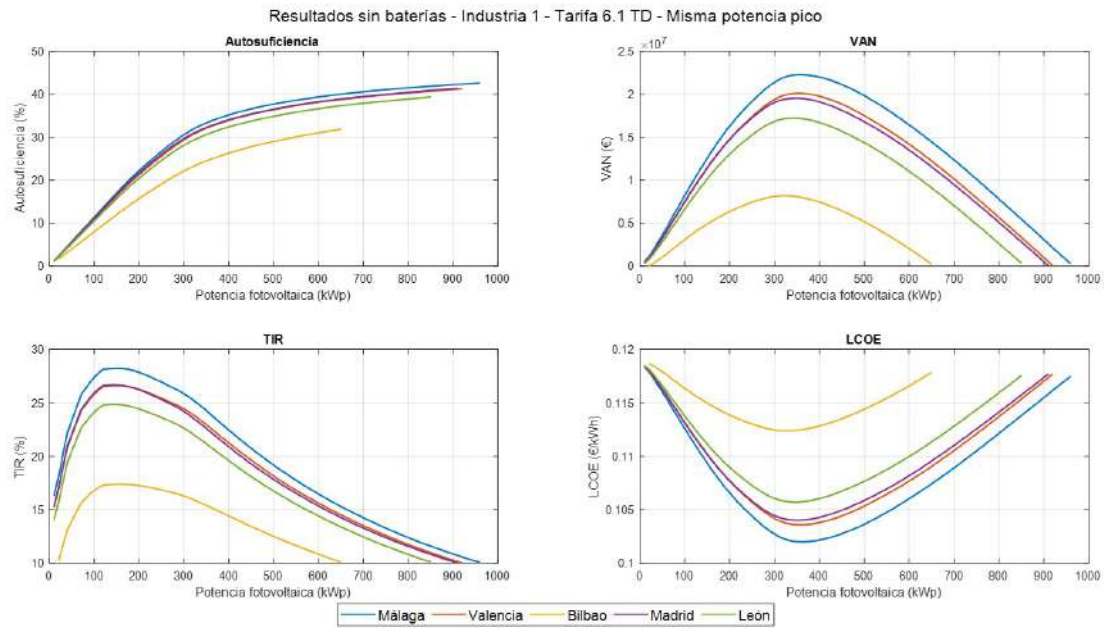
Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.3 TD - Mismo consumo total



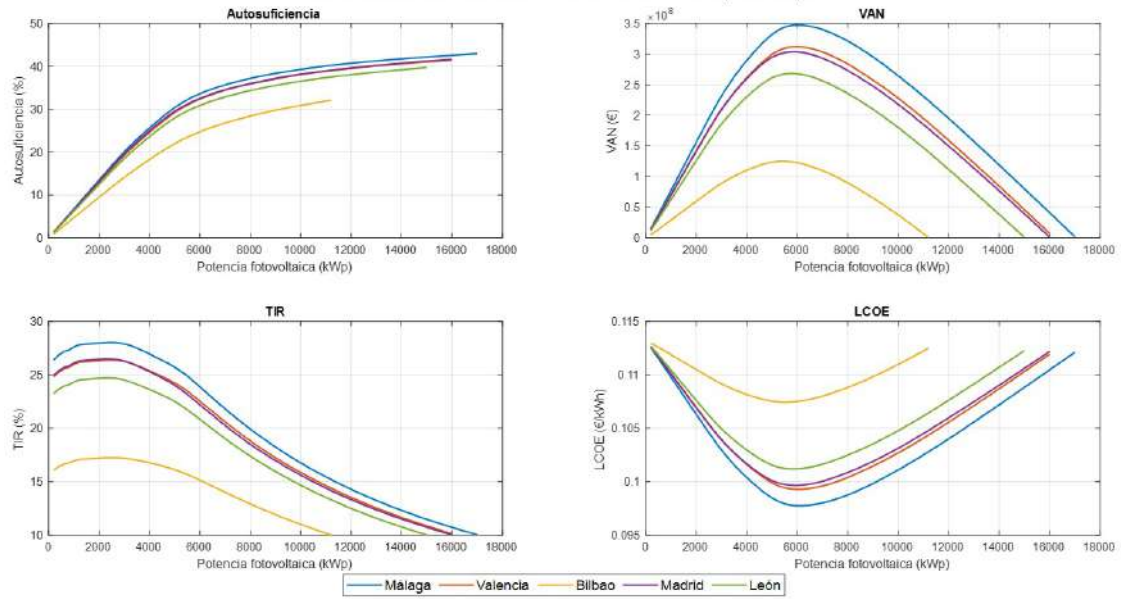
Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.4 TD - Mismo consumo total



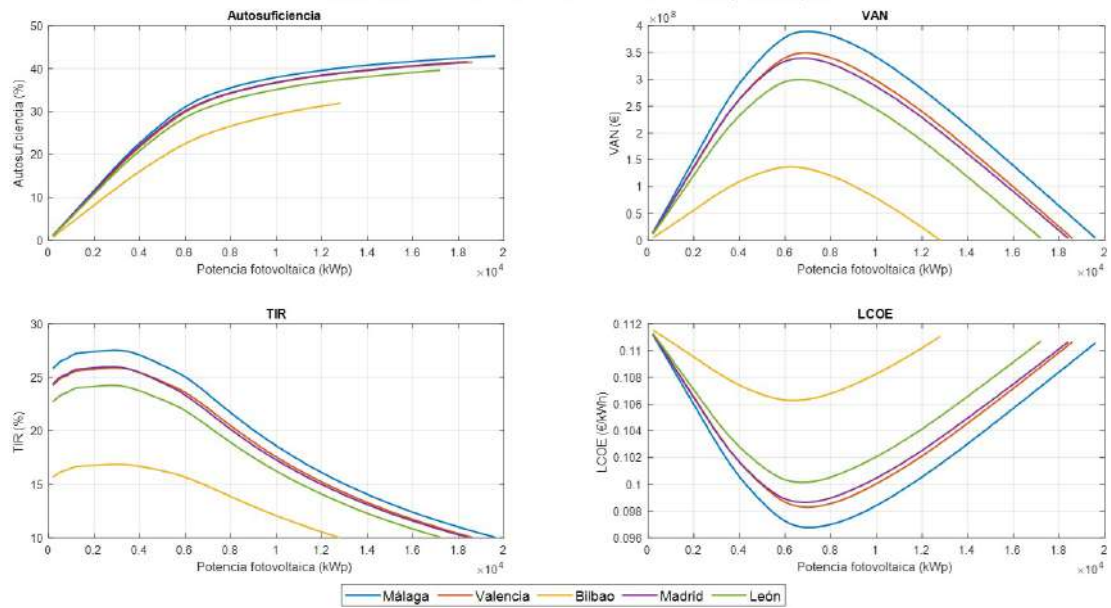
RESULTADOS SIN BATERÍAS PARA LA MISMA POTENCIA PICO



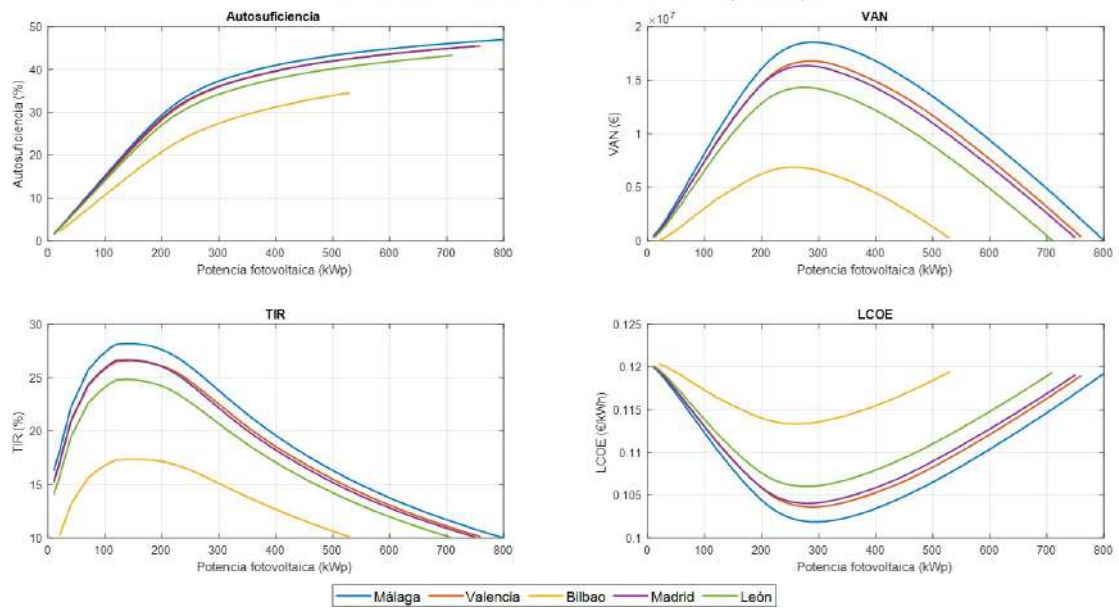
Resultados sin baterías - Industria 1 - Tarifa 6.3 TD - Misma potencia pico



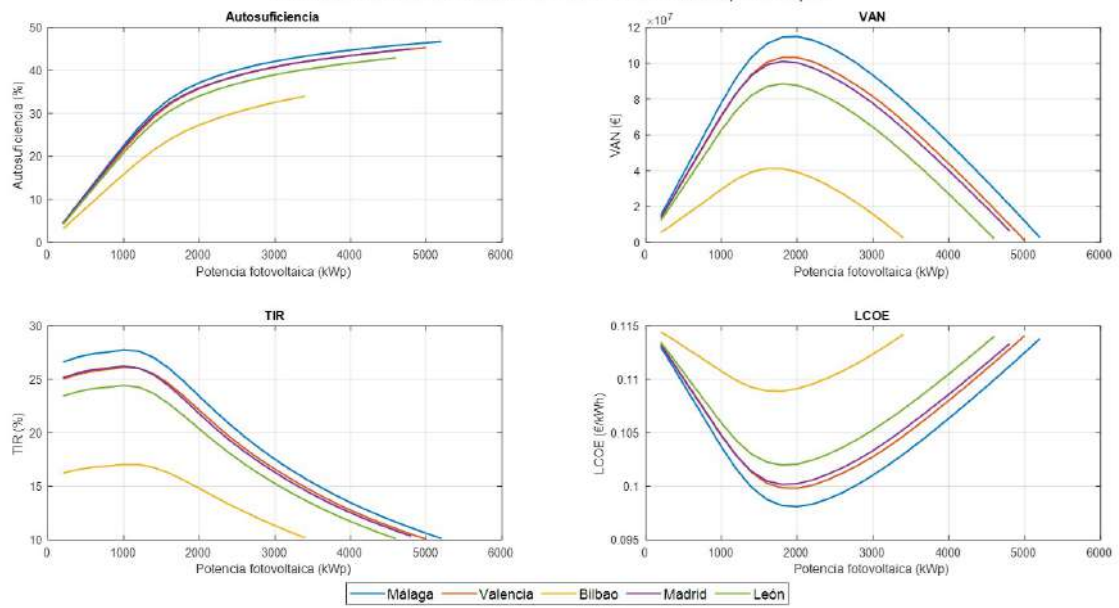
Resultados sin baterías - Industria 1 - Tarifa 6.4 TD - Misma potencia pico



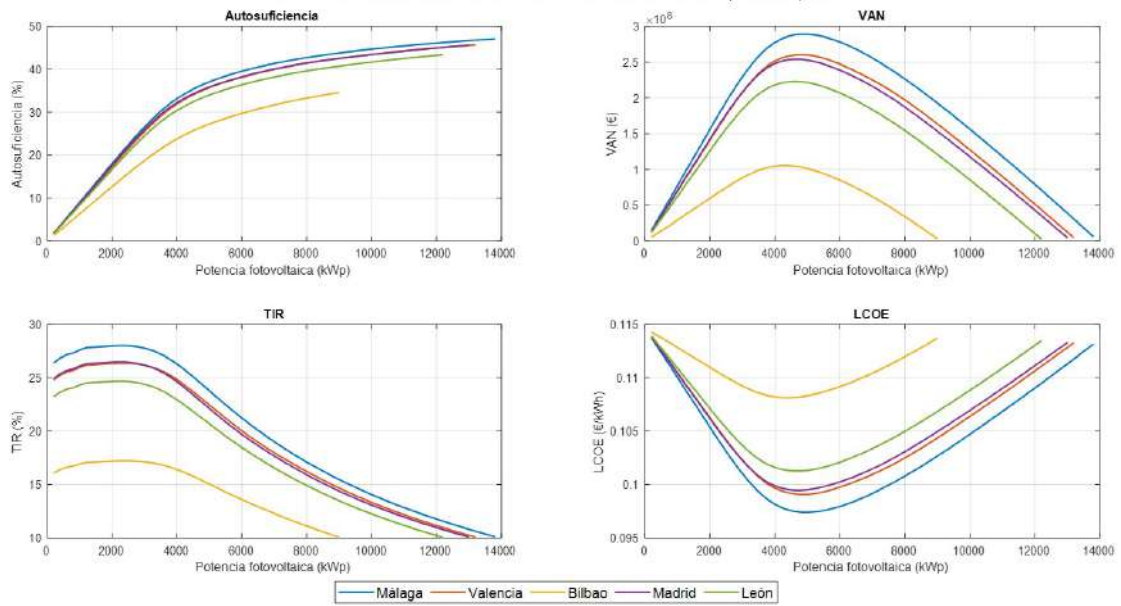
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1 TD - Misma potencia pico



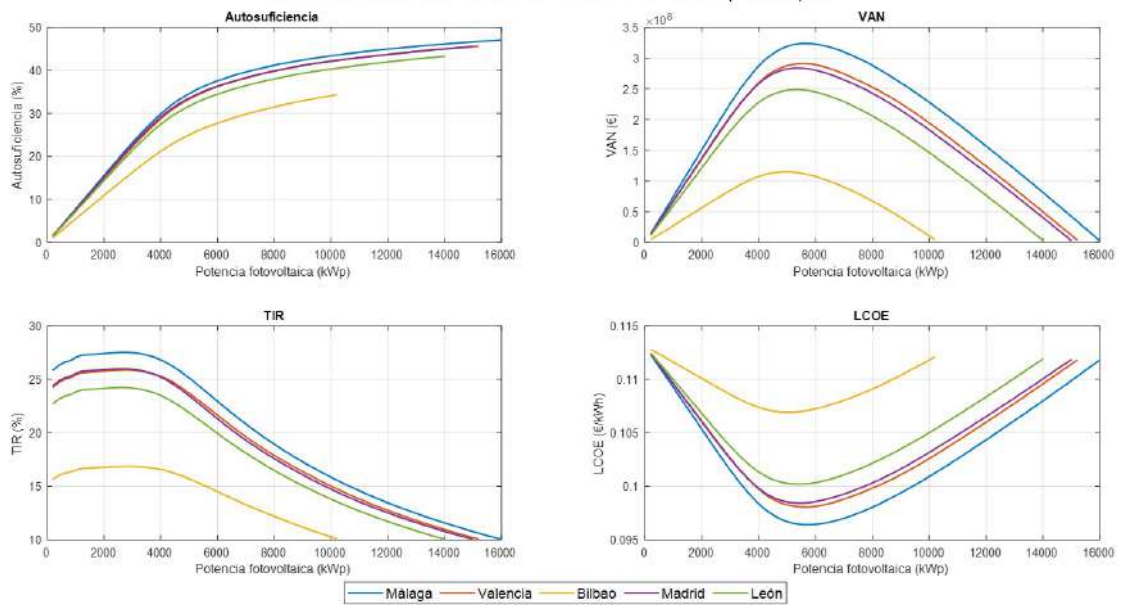
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.2 TD - Misma potencia pico



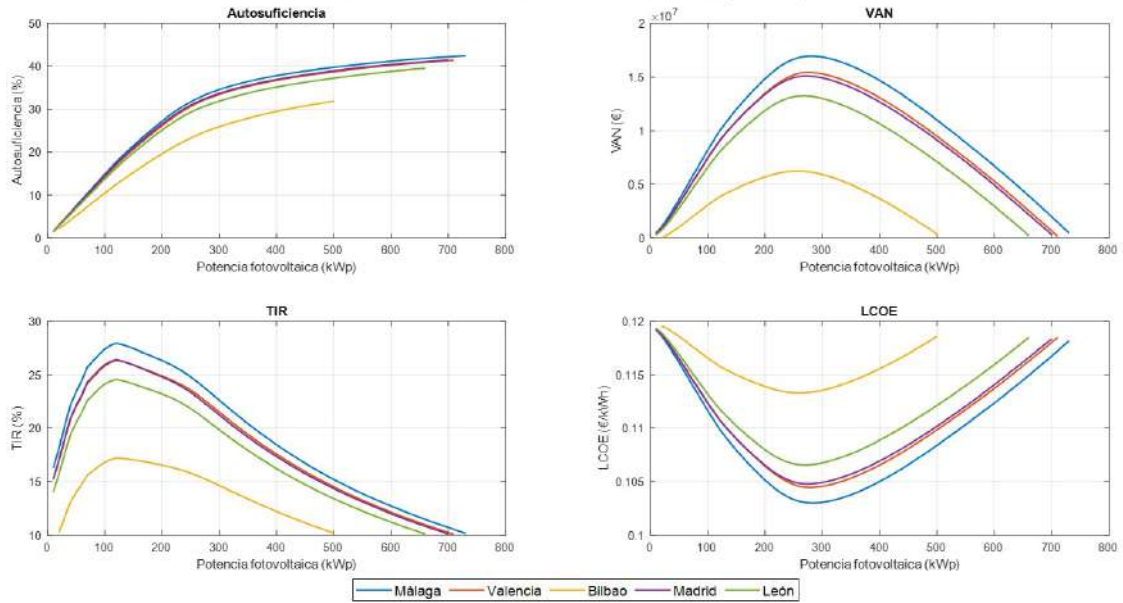
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.3 TD - Misma potencia pico



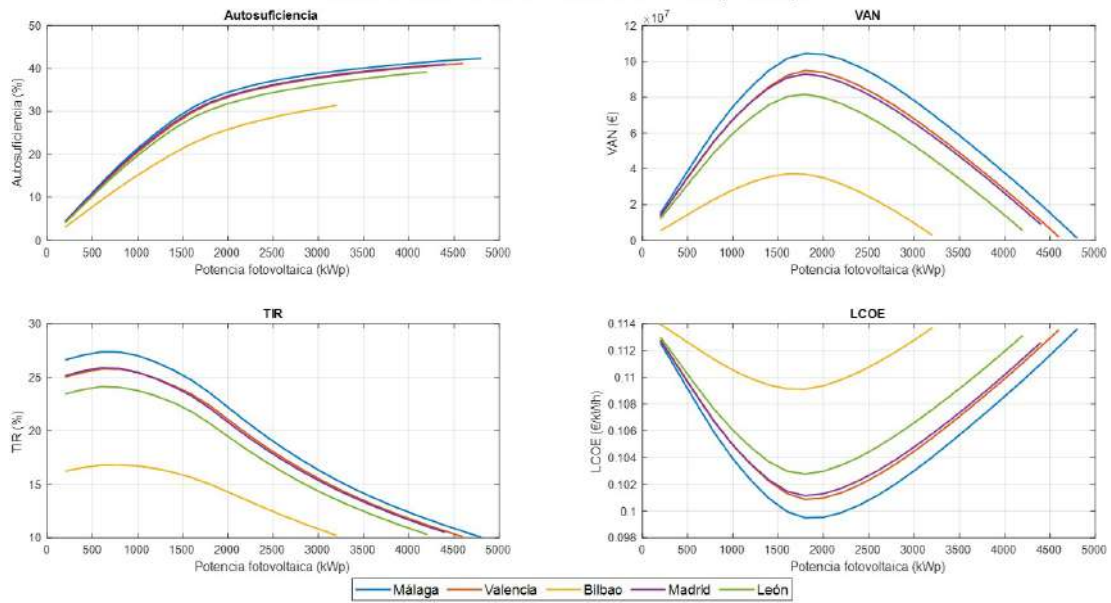
Resultados sin baterías - Industria 2 - Tarifa 6.4 TD - Misma potencia pico



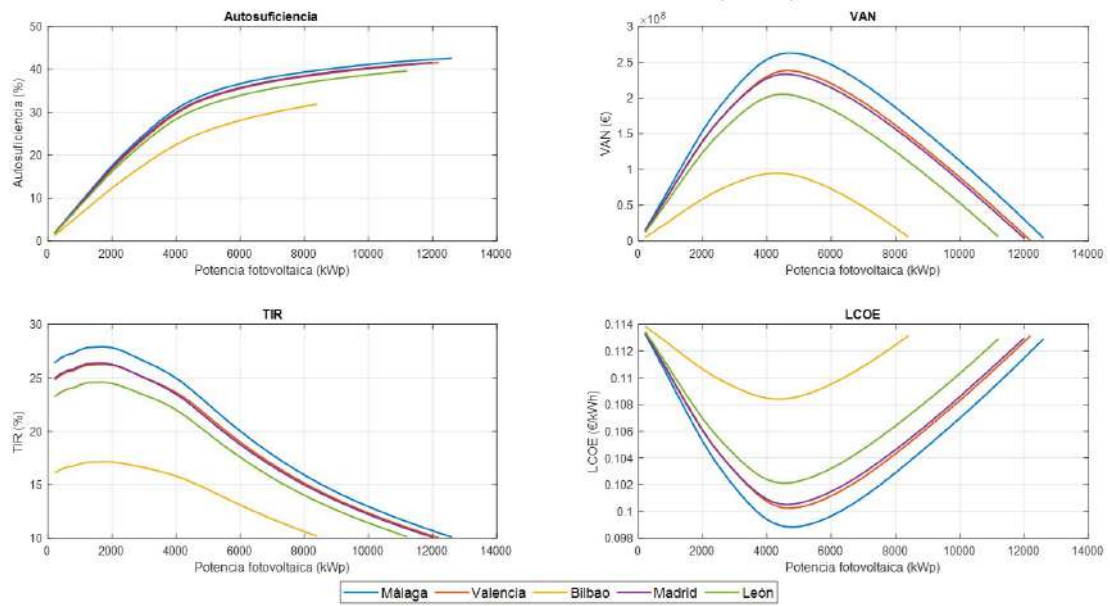
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1 TD - Misma potencia pico



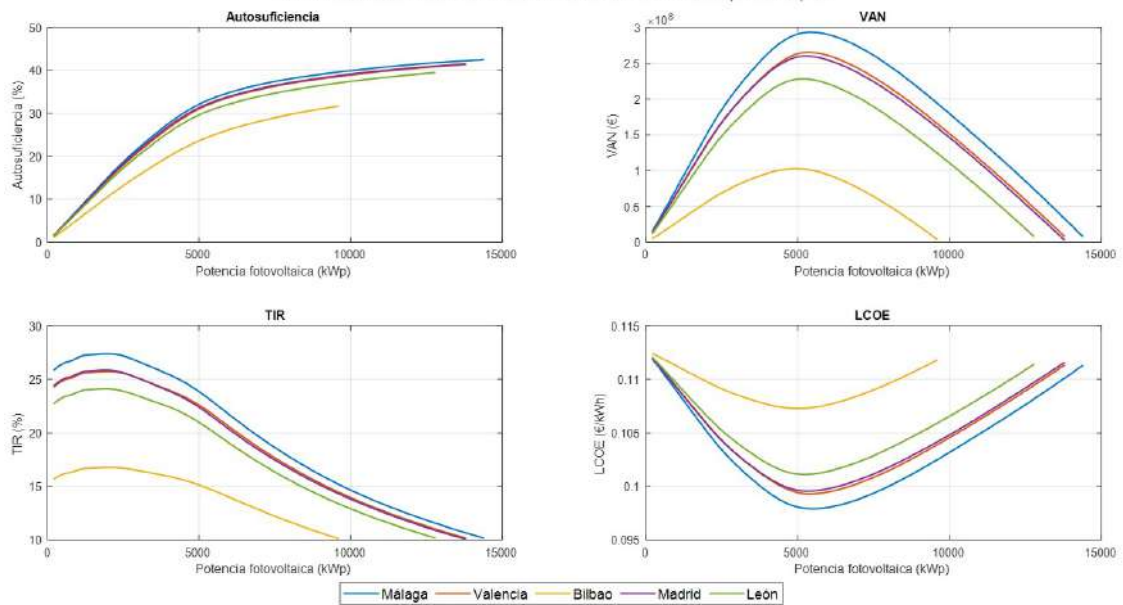
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.2 TD - Misma potencia pico



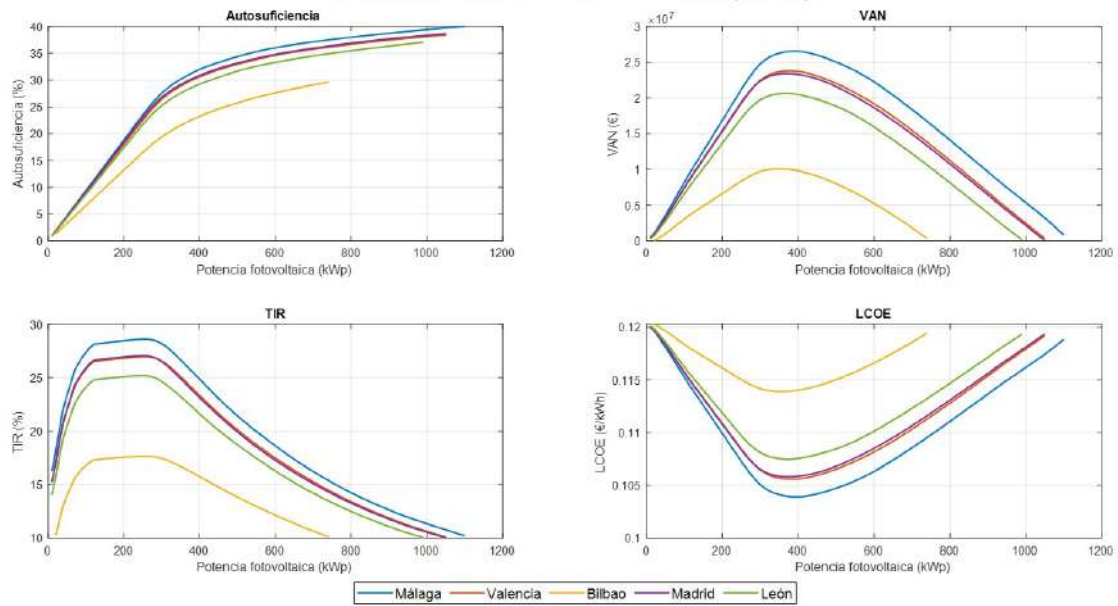
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.3 TD - Misma potencia pico



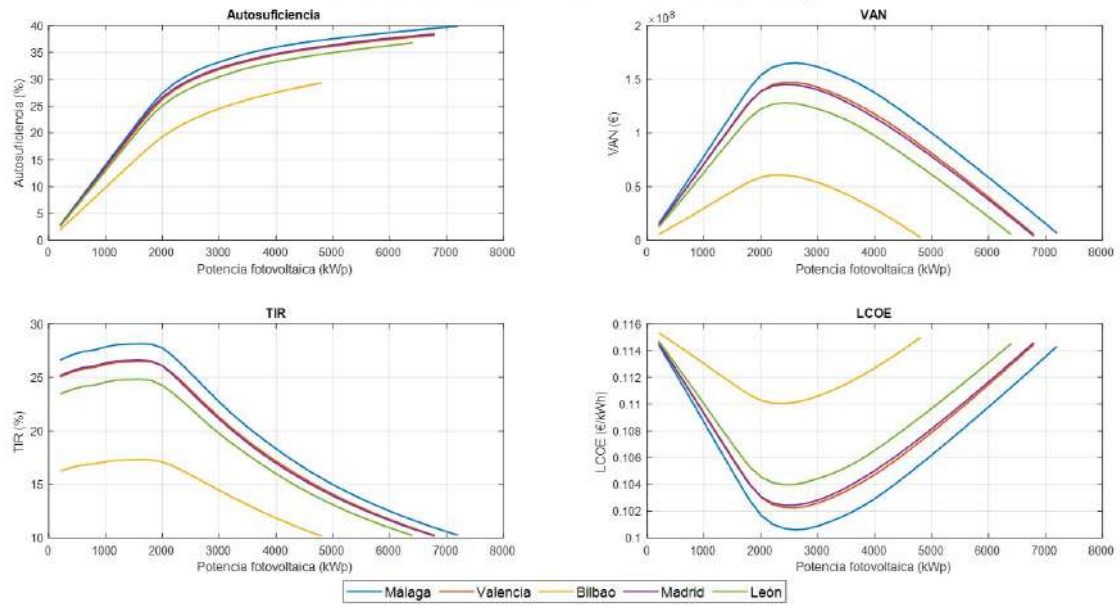
Resultados sin baterías - Industria 9 - Tarifa 6.4 TD - Misma potencia pico



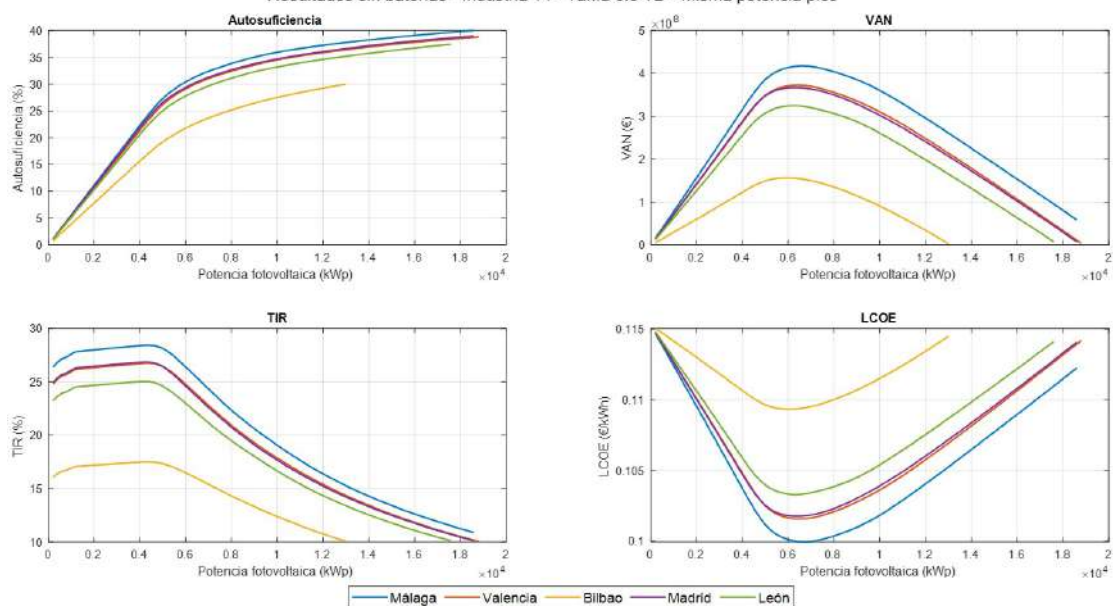
Resultados sin baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1 TD - Misma potencia pico



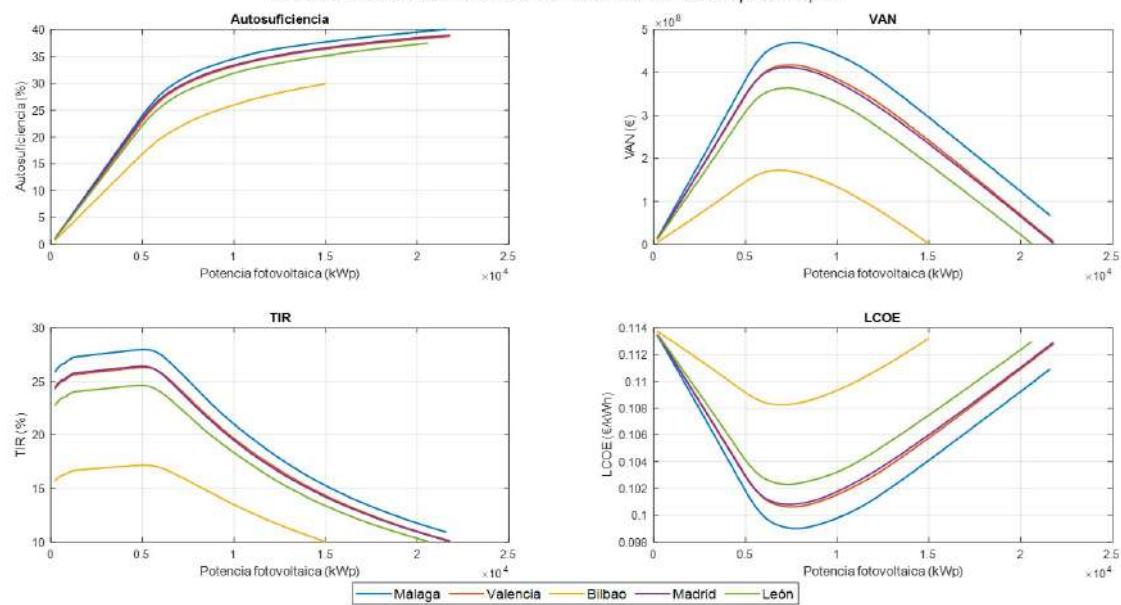
Resultados sin baterías - Industria 14 - Tarifa 6.2 TD - Misma potencia pico



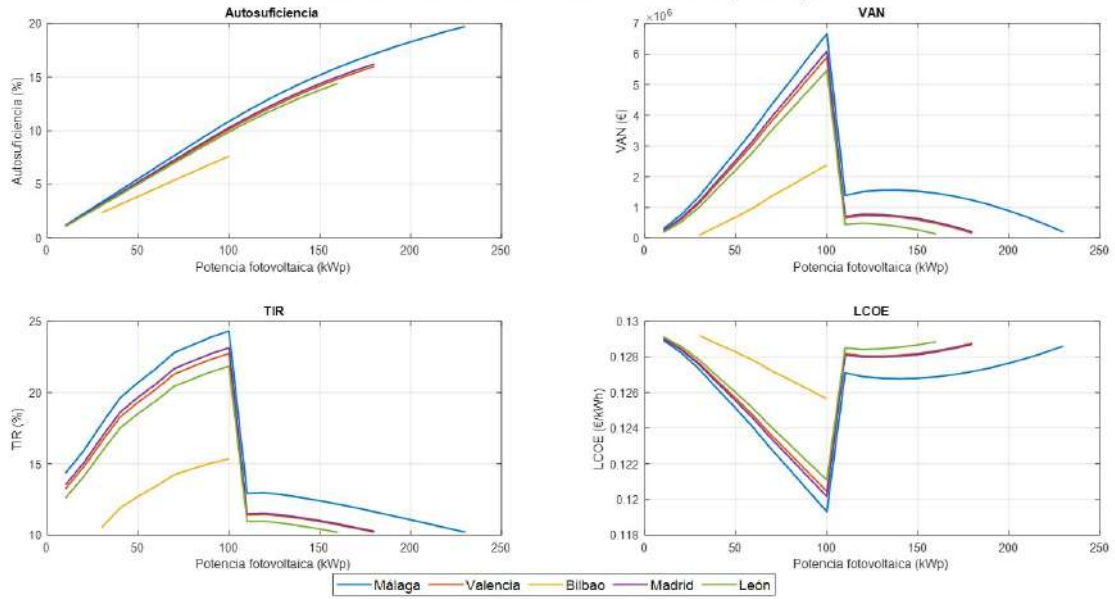
Resultados sin baterías - Industria 14 - Tarifa 6.3 TD - Misma potencia pico



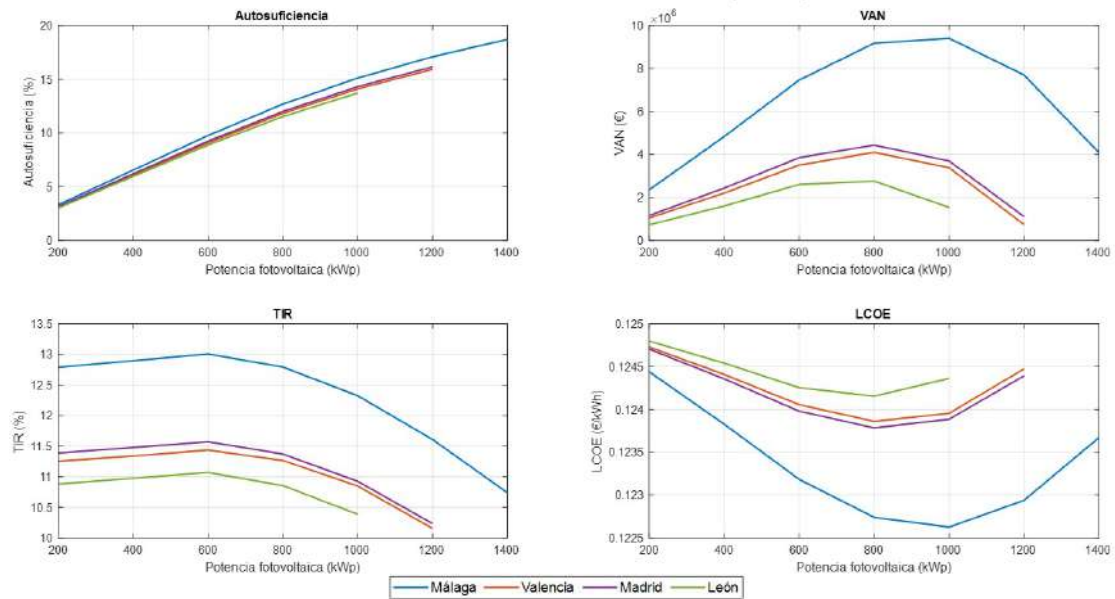
Resultados sin baterías - Industria 14 - Tarifa 6.4 TD - Misma potencia pico



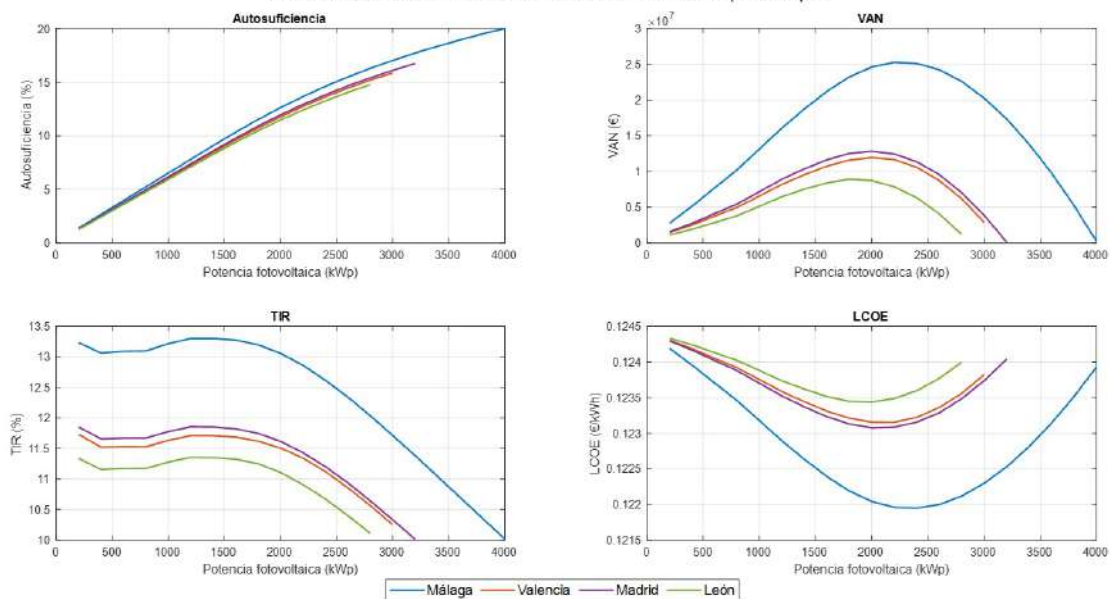
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.1 TD - Misma potencia pico



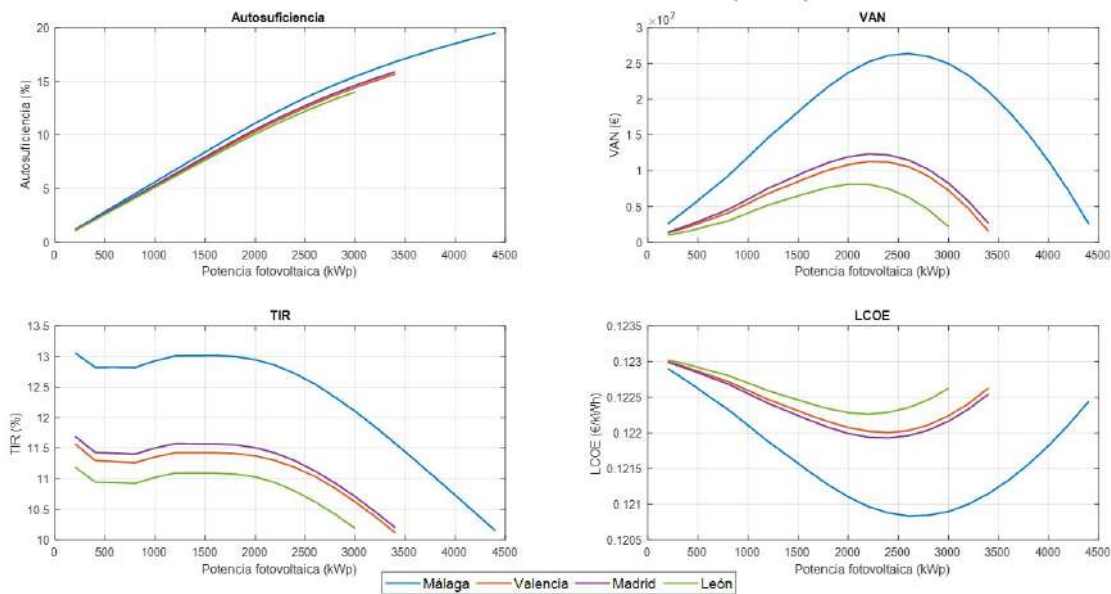
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.2 TD - Misma potencia pico



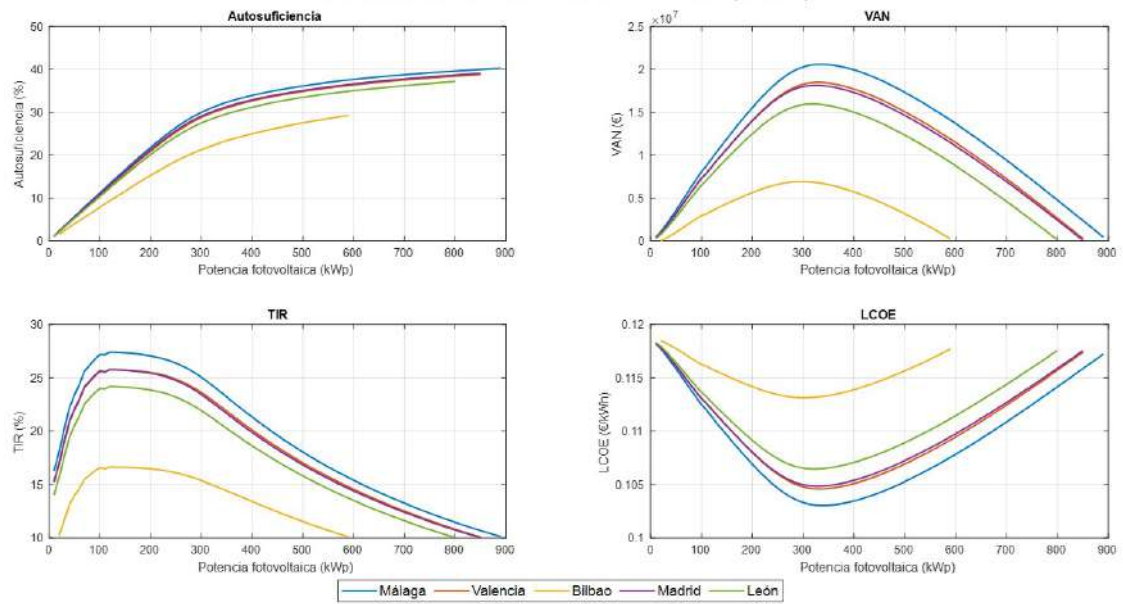
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.3 TD - Misma potencia pico



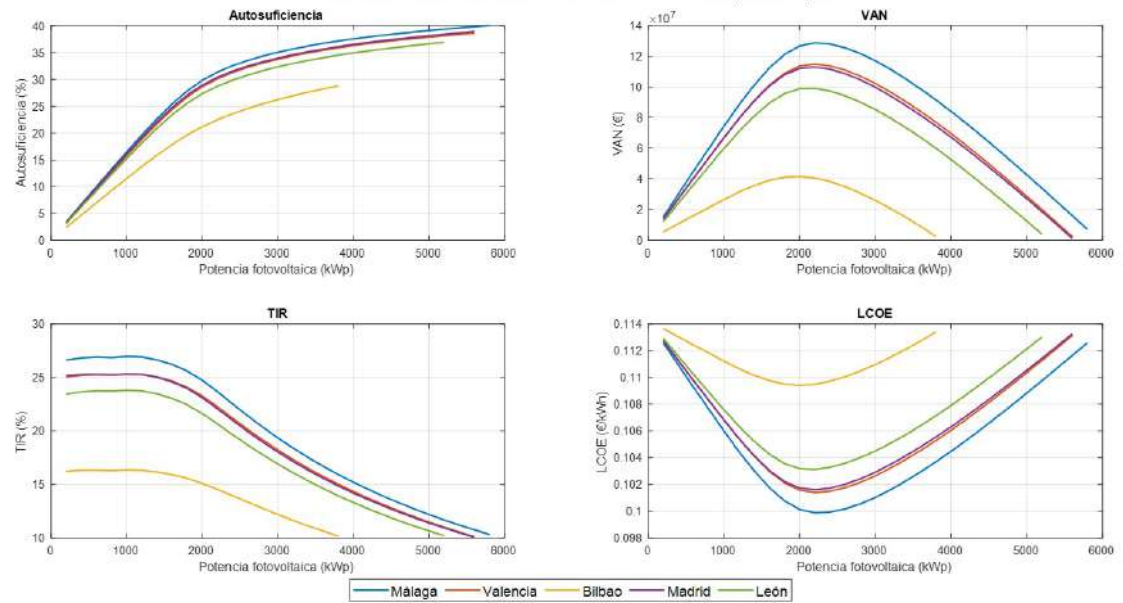
Resultados sin baterías - Industria 17 - Tarifa 6.4 TD - Misma potencia pico



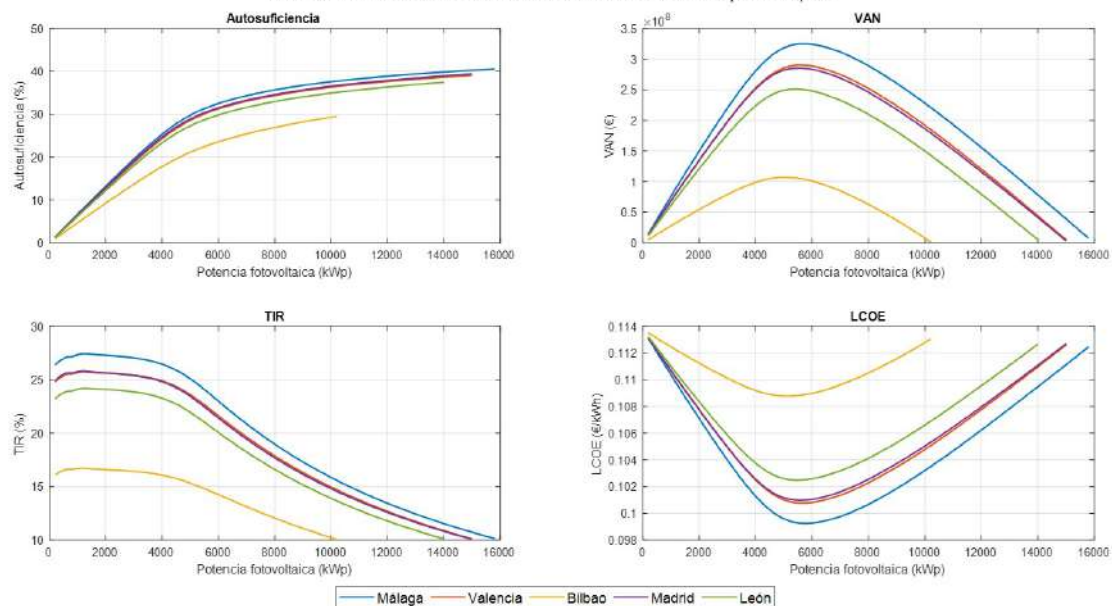
Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1 TD - Misma potencia pico



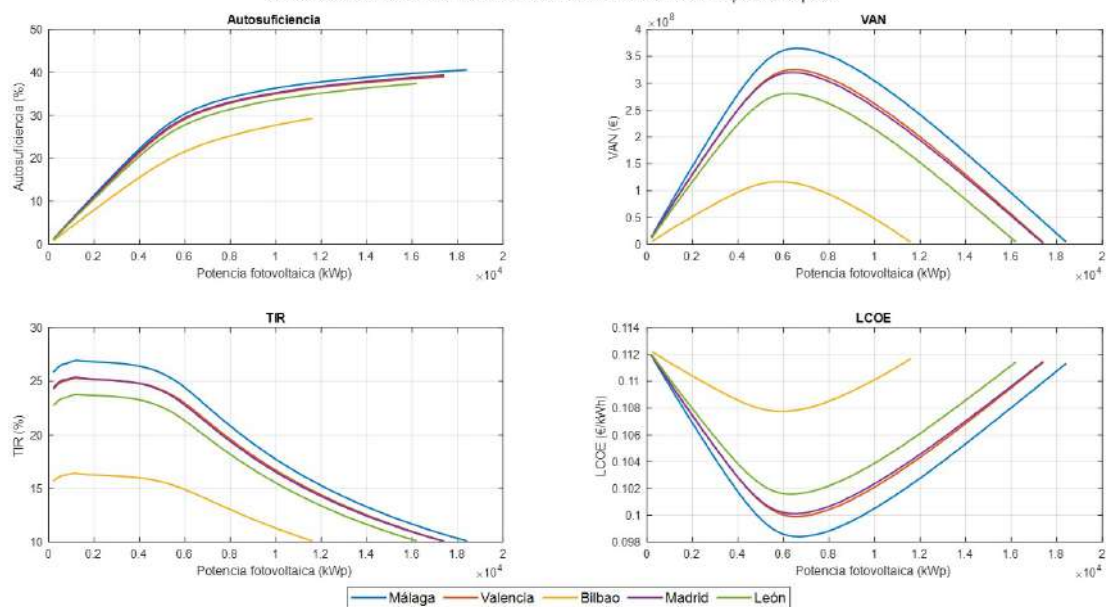
Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.2 TD - Misma potencia pico



Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.3 TD - Misma potencia pico



Resultados sin baterías - Industria 19 - Tarifa 6.4 TD - Misma potencia pico



PREDIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA INDUSTRIAS – RESULTADOS SIN BATERÍAS

INDUSTRIAS		TARIFA 6.1TD (246,9 kWp)				TARIFA 6.2TD (1.657,3 kWp)				TARIFA 6.3TD (4.160,0 kWp)				TARIFA 6.4TD (4.823,9 kWp)							
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 1 D. DESCENDENTE F.C. 70,7% CONS. DÍA 51,0%	P. SUP. (kWp)	960	920	650	910	850	6.200	6.000	4.200	5.800	5.600	17.000	16.000	11.200	16.000	15.000	19.600	18.600	12.800	18.400	17.200
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 2 DÍA F.C. 52,9% CONS. DÍA 56,1%	P. SUP. (kWp)	800	760	530	750	710	5.200	5.000	3.400	4.800	4.600	13.800	13.200	9.000	13.000	12.200	16.000	15.200	10.200	15.000	14.000
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 3 D. DESCENDENTE F.C. 75,8% CONS. DÍA 50,5%	P. SUP. (kWp)	1.050	990	710	980	930	6.800	6.400	4.600	6.400	6.000	18.600	17.600	12.400	17.400	16.400	21.600	20.400	14.200	20.200	19.000
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 4 D. DESCENDENTE F.C. 70,0% CONS. DÍA 51,4%	P. SUP. (kWp)	980	940	670	930	880	6.400	6.200	4.400	6.000	5.600	17.400	16.600	11.600	16.400	15.400	20.200	19.200	13.200	19.000	17.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 5 D. DESCENDENTE F.C. 71,7% CONS. DÍA 50,1%	P. SUP. (kWp)	970	920	660	910	860	6.200	6.000	4.200	6.000	5.600	17.200	16.200	11.400	16.000	15.200	19.800	18.800	13.000	18.600	17.400
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 6 D. DESCENDENTE F.C. 57,9% CONS. DÍA 57,0%	P. SUP. (kWp)	890	840	610	840	800	5.800	5.400	3.800	5.400	5.200	15.400	14.600	10.400	14.600	13.800	17.800	17.000	11.800	16.800	15.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 7 DÍA F.C. 59,5% CONS. DÍA 50,9%	P. SUP. (kWp)	780	740	540	740	710	5.000	4.800	3.400	4.800	4.600	13.600	12.800	9.200	12.800	12.000	15.600	14.600	10.400	14.600	13.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 8 DÍA F.C. 73,1% CONS. DÍA 50,6%	P. SUP. (kWp)	960	920	670	920	870	6.200	6.000	4.200	6.000	5.600	17.200	16.200	11.400	16.200	15.400	19.800	18.800	13.200	18.800	17.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 9 MAÑANA F.C. 54,0% CONS. DÍA 51,3%	P. SUP. (kWp)	730	710	500	700	660	4.800	4.600	3.200	4.400	4.200	12.600	12.200	8.400	12.000	11.200	14.400	13.800	9.600	13.800	12.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 10 MAÑANA F.C. 54,6% CONS. DÍA 56,6%	P. SUP. (kWp)	820	790	570	780	740	5.200	5.000	3.600	5.000	4.800	14.200	13.600	9.600	13.400	12.800	16.400	15.600	11.000	15.400	14.600
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN

PREDIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA INDUSTRIAS – RESULTADOS SIN BATERÍAS																					
INDUSTRIAS			TARIFA 6.1TD (246,9 kWp)				TARIFA 6.2TD (1.657,3 kWp)				TARIFA 6.3TD (4.160,0 kWp)				TARIFA 6.4TD (4.823,9 kWp)						
CURVA 31 DÍA F.C. 33,1% CONS. DÍA 57,3%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	420	400	190	400	370	2.800	2.600	1.200	2.600	2.400	7.200	6.800	3.200	6.800	6.200	8.200	7.800	3.400	7.800	7.000
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 32 MAÑANA F.C. 10,9% CONS. DÍA 78,8%	P. SUP. (kWp)	140	140	100	140	110	800	800	200	800	600	2.400	2.400	800	2.200	2.000	2.800	2.600	800	2.600	2.200
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 33 D. DESCENDENTE F.C. 34,3% CONS. DÍA 60,8%	P. SUP. (kWp)	470	440	230	440	400	3.000	2.800	1.400	2.800	2.600	8.000	7.600	3.800	7.600	6.800	9.000	8.600	4.200	8.600	7.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 34 D. DESCENDENTE F.C. 32,0% CONS. DÍA 51,0%	P. SUP. (kWp)	410	390	240	380	350	2.600	2.400	1.600	2.400	2.200	6.800	6.600	4.000	6.400	6.000	7.800	7.600	4.600	7.400	6.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 35 D. DESCENDENTE F.C. 53,6% CONS. DÍA 45,3%	P. SUP. (kWp)	560	520	310	510	480	3.600	3.400	2.000	3.400	3.200	9.600	8.800	5.200	8.800	8.200	11.000	10.200	5.800	10.000	9.400
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 36 TARDE F.C. 69,3% CONS. DÍA 52,8%	P. SUP. (kWp)	1.030	960	690	950	910	6.600	6.200	4.400	6.200	6.000	18.200	17.000	12.000	17.000	16.200	21.200	19.800	13.800	19.600	18.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 37 D. DESCENDENTE F.C. 55,9% CONS. DÍA 54,8%	P. SUP. (kWp)	850	800	580	790	760	5.600	5.200	3.600	5.200	5.000	15.000	14.000	9.800	14.000	13.200	17.400	16.200	11.400	16.000	15.400
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 38 DÍA F.C. 23,5% CONS. DÍA 63,7%	P. SUP. (kWp)	390	380	280	370	350	2.400	2.400	1.600	2.400	2.200	6.600	6.200	4.400	6.200	5.800	7.400	7.200	4.800	7.000	6.600
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 39 D. DESCENDENTE F.C. 51,2% CONS. DÍA 52,1%	P. SUP. (kWp)	6.600	670	480	670	640	4.600	4.400	3.000	4.400	4.200	12.200	11.600	8.000	11.600	11.000	14.200	13.200	9.200	13.400	12.600
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
CURVA 40 MAÑANA F.C. 23,3% CONS. DÍA 70,1%	P. SUP. (kWp)	370	360	190	350	320	2.200	2.200	1.000	2.200	2.000	6.000	5.800	3.000	5.800	5.200	6.800	6.600	3.000	6.600	5.800
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN

PREDIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA INDUSTRIAS – RESULTADOS SIN BATERÍAS

INDUSTRIAS		TARIFA 6.1TD (246,9 kWp)			TARIFA 6.2TD (1.657,3 kWp)			TARIFA 6.3TD (4.160,0 kWp)			TARIFA 6.4TD (4.823,9 kWp)					
CURVA 41 D. DESCENDENTE F.C. 71,3% CONS. DÍA 50,5%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	970	910	650	910	860	6.400	6.000	4.200	6.000	5.600	17.400	16.200	11.200	16.200	15.400
CURVA 42 TARDE F.C. 58,8% CONS. DÍA 54,1%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	890	830	600	820	800	5.800	5.400	3.800	5.200	15.600	14.600	10.400	14.400	14.000	18.200
CURVA 43 D. DESCENDENTE F.C. 34,5% CONS. DÍA 60,2%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	530	500	340	500	470	3.400	3.200	2.000	3.000	8.800	8.400	5.600	8.200	7.800	10.000
CURVA 44 MAÑANA F.C. 41,1% CONS. DÍA 57,1%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	590	570	380	560	520	3.800	3.600	2.400	3.400	10.000	9.600	6.400	9.400	8.800	11.400
CURVA 45 DÍA F.C. 27,8% CONS. DÍA 52,9%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	370	350	230	350	330	2.400	2.200	1.400	2.000	6.200	5.800	4.000	5.800	5.400	7.200
CURVA 46 MAÑANA F.C. 29,8% CONS. DÍA 70,1%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	430	410	260	410	390	2.800	2.600	1.600	2.400	7.200	6.800	4.200	6.800	6.400	8.000
CURVA 47 D. DESCENDENTE F.C. 23,9% CONS. DÍA 76,7%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	480	460	310	460	430	3.000	3.000	1.800	2.800	8.000	7.600	5.000	7.600	7.200	9.200
CURVA 48 MAÑANA F.C. 27,4% CONS. DÍA 68,1%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	470	450	310	440	420	3.000	2.800	2.000	2.600	7.800	7.400	5.000	7.400	6.800	8.800
CURVA 49 D. DESCENDENTE F.C. 23,3% CONS. DÍA 77,0%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	480	460	330	460	430	3.000	3.000	2.000	2.800	8.000	7.600	5.400	7.600	7.200	9.200
CURVA 50 MAÑANA F.C. 11,7% CONS. DÍA 83,2%	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	200	200	100	190	170	1.200	1.200	400	1.000	3.200	3.200	1.200	3.000	2.600	3.600

PREDIMENSIONADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA INDUSTRIAS – RESULTADOS SIN BATERÍAS

INDUSTRIAS	TARIFA 6.1TD (246,9 kWp)						TARIFA 6.2TD (1.657,3 kWp)						TARIFA 6.3TD (4.160,0 kWp)						TARIFA 6.4TD (4.823,9 kWp)												
	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN		MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN		MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN		MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN		MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN		
CURVA 61 MANANA F.C. 27,1% CONS. DfA 68,1%	Z. GEOGR.																														
	P. SUP. (kWp)	440	430	280	430	390	2.800	2.600	1.600	2.600	2.400	7.200	7.000	4.400	4.400	7.000	6.400	8.200	8.000	5.000	8.000	8.000	8.000	7.200							
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	750	720	520	720	680	4.800	4.600	3.200	4.600	4.400	12.800	12.200	8.800	8.800	12.200	11.600	14.800	14.200	10.000	14.000	14.000	14.000	13.200							
CURVA 62 MANANA F.C. 46,4% CONS. DfA 61,1%	Z. GEOGR.																														
	P. SUP. (kWp)	750	720	520	720	680	4.800	4.600	3.200	4.600	4.400	12.800	12.200	8.800	8.800	12.200	11.600	14.800	14.200	10.000	14.000	14.000	14.000	13.200							
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	750	720	520	720	680	4.800	4.600	3.200	4.600	4.400	12.800	12.200	8.800	8.800	12.200	11.600	14.800	14.200	10.000	14.000	14.000	14.000	13.200							
CURVA 63 MANANA F.C. 46,4% CONS. DfA 61,1%	Z. GEOGR.																														
	P. SUP. (kWp)	750	720	520	720	680	4.800	4.600	3.200	4.600	4.400	12.800	12.200	8.800	8.800	12.200	11.600	14.800	14.200	10.000	14.000	14.000	14.000	13.200							
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	740	720	500	710	660	4.800	4.600	3.200	4.400	4.200	12.600	12.200	8.400	8.400	12.000	11.200	14.400	14.000	9.400	13.800	13.800	13.800	12.800							
CURVA 64 MANANA F.C. 39,8% CONS. DfA 69,8%	Z. GEOGR.																														
	P. SUP. (kWp)	740	720	500	710	660	4.800	4.600	3.200	4.400	4.200	12.600	12.200	8.400	8.400	12.000	11.200	14.400	14.000	9.400	13.800	13.800	13.800	12.800							
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	520	500	330	490	460	3.400	3.200	2.000	3.200	3.000	8.800	8.400	5.400	5.400	8.200	7.600	10.000	9.400	6.000	9.200	9.200	9.200	8.800							
D. DESCENDENTE F.C. 40,2% CONS. DfA 52,5%	Z. GEOGR.																														
	P. SUP. (kWp)	520	500	330	490	460	3.400	3.200	2.000	3.200	3.000	8.800	8.400	5.400	5.400	8.200	7.600	10.000	9.400	6.000	9.200	9.200	9.200	8.800							
	Z. GEOGR.	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN	MAL.	VAL.	BIL.	MAD.	LEÓN
	P. SUP. (kWp)	520	500	330	490	460	3.400	3.200	2.000	3.200	3.000	8.800	8.400	5.400	5.400	8.200	7.600	10.000	9.400	6.000	9.200	9.200	9.200	8.800							

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
1	6.1TD	Málaga	164,50	630,00	639,67
1	6.1TD	Málaga	164,70	630,00	640,45
1	6.1TD	Málaga	173,10	660,00	673,11
1	6.1TD	Málaga	174,62	670,00	679,03
1	6.1TD	Málaga	175,33	670,00	681,79
1	6.1TD	Málaga	246,90	960,00	960,09
1	6.1TD	Valencia	164,50	600,00	613,15
1	6.1TD	Valencia	164,70	600,00	613,90
1	6.1TD	Valencia	173,10	630,00	645,21
1	6.1TD	Valencia	174,62	640,00	650,87
1	6.1TD	Valencia	175,33	640,00	653,52
1	6.1TD	Valencia	246,90	920,00	920,29
1	6.1TD	Bilbao	164,50	420,00	449,20
1	6.1TD	Bilbao	164,70	420,00	449,75
1	6.1TD	Bilbao	173,10	450,00	472,69
1	6.1TD	Bilbao	174,62	450,00	476,84
1	6.1TD	Bilbao	175,33	450,00	478,78
1	6.1TD	Bilbao	246,90	650,00	674,21
1	6.1TD	Madrid	164,50	590,00	626,71
1	6.1TD	Madrid	164,70	600,00	627,47
1	6.1TD	Madrid	173,10	630,00	659,47
1	6.1TD	Madrid	174,62	630,00	665,26
1	6.1TD	Madrid	175,33	640,00	667,97
1	6.1TD	Madrid	246,90	910,00	940,63
1	6.1TD	León	164,50	560,00	591,53
1	6.1TD	León	164,70	560,00	592,25
1	6.1TD	León	173,10	590,00	622,46
1	6.1TD	León	174,62	600,00	627,93
1	6.1TD	León	175,33	600,00	630,48
1	6.1TD	León	246,90	850,00	887,84
1	6.2TD	Málaga	1.213,20	4.400,00	4.591,91
1	6.2TD	Málaga	1.247,40	4.600,00	4.721,36
1	6.2TD	Málaga	1.282,00	4.800,00	4.852,32
1	6.2TD	Málaga	1.293,20	4.800,00	4.894,71
1	6.2TD	Málaga	1.299,30	4.800,00	4.917,80
1	6.2TD	Málaga	1.657,30	6.200,00	6.272,81
1	6.2TD	Valencia	1.213,20	4.200,00	4.401,53
1	6.2TD	Valencia	1.247,40	4.400,00	4.525,61
1	6.2TD	Valencia	1.282,00	4.600,00	4.651,14
1	6.2TD	Valencia	1.293,20	4.600,00	4.691,77
1	6.2TD	Valencia	1.299,30	4.600,00	4.713,90
1	6.2TD	Valencia	1.657,30	6.000,00	6.012,74
1	6.2TD	Bilbao	1.213,20	3.000,00	3.224,62

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
1	6.2TD	Bilbao	1.247,40	3.000,00	3.315,52
1	6.2TD	Bilbao	1.282,00	3.200,00	3.407,49
1	6.2TD	Bilbao	1.293,20	3.200,00	3.437,25
1	6.2TD	Bilbao	1.299,30	3.200,00	3.453,47
1	6.2TD	Bilbao	1.657,30	4.200,00	4.405,01
1	6.2TD	Madrid	1.213,20	4.200,00	4.498,84
1	6.2TD	Madrid	1.247,40	4.400,00	4.625,67
1	6.2TD	Madrid	1.282,00	4.400,00	4.753,97
1	6.2TD	Madrid	1.293,20	4.600,00	4.795,50
1	6.2TD	Madrid	1.299,30	4.600,00	4.818,12
1	6.2TD	Madrid	1.657,30	5.800,00	6.145,68
1	6.2TD	León	1.213,20	4.000,00	4.246,35
1	6.2TD	León	1.247,40	4.000,00	4.366,06
1	6.2TD	León	1.282,00	4.200,00	4.487,16
1	6.2TD	León	1.293,20	4.200,00	4.526,36
1	6.2TD	León	1.299,30	4.200,00	4.547,71
1	6.2TD	León	1.657,30	5.600,00	5.800,76
1	6.3TD	Málaga	3.094,40	12.200,00	12.506,52
1	6.3TD	Málaga	3.176,00	12.400,00	12.836,32
1	6.3TD	Málaga	3.353,60	13.200,00	13.554,12
1	6.3TD	Málaga	3.384,00	13.400,00	13.676,99
1	6.3TD	Málaga	3.392,00	13.400,00	13.709,32
1	6.3TD	Málaga	4.160,00	17.000,00	16.813,32
1	6.3TD	Valencia	3.094,40	11.600,00	11.988,00
1	6.3TD	Valencia	3.176,00	11.800,00	12.304,12
1	6.3TD	Valencia	3.353,60	12.600,00	12.992,16
1	6.3TD	Valencia	3.384,00	12.800,00	13.109,94
1	6.3TD	Valencia	3.392,00	12.800,00	13.140,93
1	6.3TD	Valencia	4.160,00	16.000,00	16.116,23
1	6.3TD	Bilbao	3.094,40	8.000,00	8.782,56
1	6.3TD	Bilbao	3.176,00	8.200,00	9.014,16
1	6.3TD	Bilbao	3.353,60	8.800,00	9.518,23
1	6.3TD	Bilbao	3.384,00	8.800,00	9.604,51
1	6.3TD	Bilbao	3.392,00	8.800,00	9.627,22
1	6.3TD	Bilbao	4.160,00	11.200,00	11.806,96
1	6.3TD	Madrid	3.094,40	11.400,00	12.253,04
1	6.3TD	Madrid	3.176,00	11.800,00	12.576,15
1	6.3TD	Madrid	3.353,60	12.400,00	13.279,41
1	6.3TD	Madrid	3.384,00	12.600,00	13.399,78
1	6.3TD	Madrid	3.392,00	12.600,00	13.431,46
1	6.3TD	Madrid	4.160,00	16.000,00	16.472,55
1	6.3TD	León	3.094,40	10.600,00	11.565,36
1	6.3TD	León	3.176,00	11.000,00	11.870,34

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
1	6.3TD	León	3.353,60	11.600,00	12.534,12
1	6.3TD	León	3.384,00	11.800,00	12.647,74
1	6.3TD	León	3.392,00	11.800,00	12.677,64
1	6.3TD	León	4.160,00	15.000,00	15.548,05
1	6.4TD	Málaga	3.320,80	12.800,00	13.379,03
1	6.4TD	Málaga	3.438,85	13.200,00	13.854,63
1	6.4TD	Málaga	3.708,80	14.400,00	14.942,22
1	6.4TD	Málaga	3.718,40	14.600,00	14.980,90
1	6.4TD	Málaga	3.720,10	14.600,00	14.987,75
1	6.4TD	Málaga	4.823,90	19.600,00	19.434,80
1	6.4TD	Valencia	3.320,80	12.200,00	12.824,33
1	6.4TD	Valencia	3.438,85	12.600,00	13.280,22
1	6.4TD	Valencia	3.708,80	13.800,00	14.322,71
1	6.4TD	Valencia	3.718,40	13.800,00	14.359,79
1	6.4TD	Valencia	3.720,10	13.800,00	14.366,35
1	6.4TD	Valencia	4.823,90	18.600,00	18.629,03
1	6.4TD	Bilbao	3.320,80	8.400,00	9.395,27
1	6.4TD	Bilbao	3.438,85	8.600,00	9.729,26
1	6.4TD	Bilbao	3.708,80	9.400,00	10.493,01
1	6.4TD	Bilbao	3.718,40	9.400,00	10.520,17
1	6.4TD	Bilbao	3.720,10	9.400,00	10.524,98
1	6.4TD	Bilbao	4.823,90	12.800,00	13.647,87
1	6.4TD	Madrid	3.320,80	12.000,00	13.107,86
1	6.4TD	Madrid	3.438,85	12.400,00	13.573,83
1	6.4TD	Madrid	3.708,80	13.600,00	14.639,37
1	6.4TD	Madrid	3.718,40	13.600,00	14.677,27
1	6.4TD	Madrid	3.720,10	13.600,00	14.683,98
1	6.4TD	Madrid	4.823,90	18.400,00	19.040,89
1	6.4TD	León	3.320,80	11.200,00	12.372,20
1	6.4TD	León	3.438,85	11.600,00	12.812,02
1	6.4TD	León	3.708,80	12.800,00	13.817,76
1	6.4TD	León	3.718,40	12.800,00	13.853,53
1	6.4TD	León	3.720,10	12.800,00	13.859,86
1	6.4TD	León	4.823,90	17.200,00	17.972,25
2	6.1TD	Málaga	164,50	520,00	518,19
2	6.1TD	Málaga	164,70	520,00	518,82
2	6.1TD	Málaga	173,10	550,00	545,28
2	6.1TD	Málaga	174,62	560,00	550,07
2	6.1TD	Málaga	175,33	560,00	552,31
2	6.1TD	Málaga	246,90	800,00	777,76
2	6.1TD	Valencia	164,50	500,00	496,71
2	6.1TD	Valencia	164,70	500,00	497,31
2	6.1TD	Valencia	173,10	530,00	522,68

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
2	6.1TD	Valencia	174,62	530,00	527,27
2	6.1TD	Valencia	175,33	530,00	529,41
2	6.1TD	Valencia	246,90	760,00	745,52
2	6.1TD	Bilbao	164,50	350,00	363,90
2	6.1TD	Bilbao	164,70	350,00	364,34
2	6.1TD	Bilbao	173,10	360,00	382,92
2	6.1TD	Bilbao	174,62	370,00	386,28
2	6.1TD	Bilbao	175,33	370,00	387,85
2	6.1TD	Bilbao	246,90	530,00	546,17
2	6.1TD	Madrid	164,50	490,00	507,69
2	6.1TD	Madrid	164,70	490,00	508,31
2	6.1TD	Madrid	173,10	520,00	534,23
2	6.1TD	Madrid	174,62	520,00	538,92
2	6.1TD	Madrid	175,33	530,00	541,11
2	6.1TD	Madrid	246,90	750,00	762,00
2	6.1TD	León	164,50	460,00	479,20
2	6.1TD	León	164,70	460,00	479,78
2	6.1TD	León	173,10	490,00	504,25
2	6.1TD	León	174,62	490,00	508,68
2	6.1TD	León	175,33	490,00	510,75
2	6.1TD	León	246,90	710,00	719,23
2	6.2TD	Málaga	1.213,20	3.800,00	3.692,46
2	6.2TD	Málaga	1.247,40	3.800,00	3.796,55
2	6.2TD	Málaga	1.282,00	4.000,00	3.901,86
2	6.2TD	Málaga	1.293,20	4.000,00	3.935,95
2	6.2TD	Málaga	1.299,30	4.000,00	3.954,51
2	6.2TD	Málaga	1.657,30	5.200,00	5.044,11
2	6.2TD	Valencia	1.213,20	3.600,00	3.539,37
2	6.2TD	Valencia	1.247,40	3.600,00	3.639,15
2	6.2TD	Valencia	1.282,00	3.800,00	3.740,09
2	6.2TD	Valencia	1.293,20	3.800,00	3.772,76
2	6.2TD	Valencia	1.299,30	3.800,00	3.790,56
2	6.2TD	Valencia	1.657,30	5.000,00	4.834,98
2	6.2TD	Bilbao	1.213,20	2.400,00	2.592,99
2	6.2TD	Bilbao	1.247,40	2.400,00	2.666,09
2	6.2TD	Bilbao	1.282,00	2.600,00	2.740,04
2	6.2TD	Bilbao	1.293,20	2.600,00	2.763,97
2	6.2TD	Bilbao	1.299,30	2.600,00	2.777,01
2	6.2TD	Bilbao	1.657,30	3.400,00	3.542,17
2	6.2TD	Madrid	1.213,20	3.400,00	3.617,62
2	6.2TD	Madrid	1.247,40	3.600,00	3.719,60
2	6.2TD	Madrid	1.282,00	3.600,00	3.822,78
2	6.2TD	Madrid	1.293,20	3.800,00	3.856,17

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
2	6.2TD	Madrid	1.299,30	3.800,00	3.874,36
2	6.2TD	Madrid	1.657,30	4.800,00	4.941,88
2	6.2TD	León	1.213,20	3.200,00	3.414,59
2	6.2TD	León	1.247,40	3.400,00	3.510,85
2	6.2TD	León	1.282,00	3.400,00	3.608,23
2	6.2TD	León	1.293,20	3.400,00	3.639,75
2	6.2TD	León	1.299,30	3.600,00	3.656,92
2	6.2TD	León	1.657,30	4.600,00	4.664,52
2	6.3TD	Málaga	3.094,40	10.000,00	10.048,93
2	6.3TD	Málaga	3.176,00	10.200,00	10.313,93
2	6.3TD	Málaga	3.353,60	10.800,00	10.890,68
2	6.3TD	Málaga	3.384,00	11.000,00	10.989,40
2	6.3TD	Málaga	3.392,00	11.000,00	11.015,38
2	6.3TD	Málaga	4.160,00	13.800,00	13.509,43
2	6.3TD	Valencia	3.094,40	9.600,00	9.632,30
2	6.3TD	Valencia	3.176,00	9.800,00	9.886,31
2	6.3TD	Valencia	3.353,60	10.400,00	10.439,14
2	6.3TD	Valencia	3.384,00	10.400,00	10.533,77
2	6.3TD	Valencia	3.392,00	10.600,00	10.558,68
2	6.3TD	Valencia	4.160,00	13.200,00	12.949,32
2	6.3TD	Bilbao	3.094,40	6.400,00	7.056,75
2	6.3TD	Bilbao	3.176,00	6.600,00	7.242,84
2	6.3TD	Bilbao	3.353,60	7.000,00	7.647,85
2	6.3TD	Bilbao	3.384,00	7.200,00	7.717,18
2	6.3TD	Bilbao	3.392,00	7.200,00	7.735,42
2	6.3TD	Bilbao	4.160,00	9.000,00	9.486,84
2	6.3TD	Madrid	3.094,40	9.400,00	9.845,26
2	6.3TD	Madrid	3.176,00	9.600,00	10.104,88
2	6.3TD	Madrid	3.353,60	10.200,00	10.669,94
2	6.3TD	Madrid	3.384,00	10.400,00	10.766,66
2	6.3TD	Madrid	3.392,00	10.400,00	10.792,12
2	6.3TD	Madrid	4.160,00	13.000,00	13.235,62
2	6.3TD	León	3.094,40	8.800,00	9.292,71
2	6.3TD	León	3.176,00	9.000,00	9.537,76
2	6.3TD	León	3.353,60	9.600,00	10.071,11
2	6.3TD	León	3.384,00	9.600,00	10.162,40
2	6.3TD	León	3.392,00	9.800,00	10.186,43
2	6.3TD	León	4.160,00	12.200,00	12.492,79
2	6.4TD	Málaga	3.320,80	10.600,00	10.722,24
2	6.4TD	Málaga	3.438,85	11.000,00	11.103,40
2	6.4TD	Málaga	3.708,80	11.800,00	11.975,02
2	6.4TD	Málaga	3.718,40	12.000,00	12.006,01
2	6.4TD	Málaga	3.720,10	12.000,00	12.011,50

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
2	6.4TD	Málaga	4.823,90	16.000,00	15.575,46
2	6.4TD	Valencia	3.320,80	10.000,00	10.277,69
2	6.4TD	Valencia	3.438,85	10.400,00	10.643,05
2	6.4TD	Valencia	3.708,80	11.400,00	11.478,53
2	6.4TD	Valencia	3.718,40	11.400,00	11.508,24
2	6.4TD	Valencia	3.720,10	11.400,00	11.513,50
2	6.4TD	Valencia	4.823,90	15.200,00	14.929,70
2	6.4TD	Bilbao	3.320,80	6.800,00	7.529,57
2	6.4TD	Bilbao	3.438,85	7.000,00	7.797,23
2	6.4TD	Bilbao	3.708,80	7.600,00	8.409,32
2	6.4TD	Bilbao	3.718,40	7.600,00	8.431,09
2	6.4TD	Bilbao	3.720,10	7.600,00	8.434,94
2	6.4TD	Bilbao	4.823,90	10.200,00	10.937,69
2	6.4TD	Madrid	3.320,80	9.800,00	10.504,92
2	6.4TD	Madrid	3.438,85	10.200,00	10.878,35
2	6.4TD	Madrid	3.708,80	11.200,00	11.732,30
2	6.4TD	Madrid	3.718,40	11.200,00	11.762,67
2	6.4TD	Madrid	3.720,10	11.200,00	11.768,05
2	6.4TD	Madrid	4.823,90	15.000,00	15.259,78
2	6.4TD	León	3.320,80	9.200,00	9.915,34
2	6.4TD	León	3.438,85	9.600,00	10.267,82
2	6.4TD	León	3.708,80	10.400,00	11.073,85
2	6.4TD	León	3.718,40	10.400,00	11.102,51
2	6.4TD	León	3.720,10	10.400,00	11.107,59
2	6.4TD	León	4.823,90	14.000,00	14.403,35
9	6.1TD	Málaga	164,50	480,00	480,18
9	6.1TD	Málaga	164,70	480,00	480,76
9	6.1TD	Málaga	173,10	510,00	505,28
9	6.1TD	Málaga	174,62	510,00	509,72
9	6.1TD	Málaga	175,33	510,00	511,79
9	6.1TD	Málaga	246,90	730,00	720,71
9	6.1TD	Valencia	164,50	460,00	460,27
9	6.1TD	Valencia	164,70	460,00	460,83
9	6.1TD	Valencia	173,10	490,00	484,34
9	6.1TD	Valencia	174,62	490,00	488,59
9	6.1TD	Valencia	175,33	500,00	490,57
9	6.1TD	Valencia	246,90	710,00	690,83
9	6.1TD	Bilbao	164,50	330,00	337,20
9	6.1TD	Bilbao	164,70	330,00	337,61
9	6.1TD	Bilbao	173,10	350,00	354,83
9	6.1TD	Bilbao	174,62	350,00	357,95
9	6.1TD	Bilbao	175,33	350,00	359,40
9	6.1TD	Bilbao	246,90	500,00	506,11

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
9	6.1TD	Madrid	164,50	460,00	470,45
9	6.1TD	Madrid	164,70	460,00	471,02
9	6.1TD	Madrid	173,10	480,00	495,04
9	6.1TD	Madrid	174,62	490,00	499,39
9	6.1TD	Madrid	175,33	490,00	501,42
9	6.1TD	Madrid	246,90	700,00	706,10
9	6.1TD	León	164,50	430,00	444,05
9	6.1TD	León	164,70	430,00	444,59
9	6.1TD	León	173,10	460,00	467,26
9	6.1TD	León	174,62	460,00	471,36
9	6.1TD	León	175,33	460,00	473,28
9	6.1TD	León	246,90	660,00	666,47
9	6.2TD	Málaga	1.213,20	3.400,00	3.411,01
9	6.2TD	Málaga	1.247,40	3.600,00	3.507,17
9	6.2TD	Málaga	1.282,00	3.600,00	3.604,45
9	6.2TD	Málaga	1.293,20	3.600,00	3.635,94
9	6.2TD	Málaga	1.299,30	3.600,00	3.653,09
9	6.2TD	Málaga	1.657,30	4.800,00	4.659,64
9	6.2TD	Valencia	1.213,20	3.200,00	3.269,59
9	6.2TD	Valencia	1.247,40	3.400,00	3.361,76
9	6.2TD	Valencia	1.282,00	3.400,00	3.455,01
9	6.2TD	Valencia	1.293,20	3.400,00	3.485,19
9	6.2TD	Valencia	1.299,30	3.600,00	3.501,63
9	6.2TD	Valencia	1.657,30	4.600,00	4.466,45
9	6.2TD	Bilbao	1.213,20	2.200,00	2.395,34
9	6.2TD	Bilbao	1.247,40	2.400,00	2.462,87
9	6.2TD	Bilbao	1.282,00	2.400,00	2.531,18
9	6.2TD	Bilbao	1.293,20	2.400,00	2.553,30
9	6.2TD	Bilbao	1.299,30	2.400,00	2.565,34
9	6.2TD	Bilbao	1.657,30	3.200,00	3.272,18
9	6.2TD	Madrid	1.213,20	3.200,00	3.341,88
9	6.2TD	Madrid	1.247,40	3.400,00	3.436,08
9	6.2TD	Madrid	1.282,00	3.400,00	3.531,39
9	6.2TD	Madrid	1.293,20	3.400,00	3.562,25
9	6.2TD	Madrid	1.299,30	3.400,00	3.579,05
9	6.2TD	Madrid	1.657,30	4.400,00	4.565,19
9	6.2TD	León	1.213,20	3.000,00	3.154,32
9	6.2TD	León	1.247,40	3.200,00	3.243,24
9	6.2TD	León	1.282,00	3.200,00	3.333,20
9	6.2TD	León	1.293,20	3.200,00	3.362,32
9	6.2TD	León	1.299,30	3.200,00	3.378,18
9	6.2TD	León	1.657,30	4.200,00	4.308,98
9	6.3TD	Málaga	3.094,40	9.200,00	9.279,92

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
9	6.3TD	Málaga	3.176,00	9.400,00	9.524,64
9	6.3TD	Málaga	3.353,60	10.000,00	10.057,25
9	6.3TD	Málaga	3.384,00	10.000,00	10.148,42
9	6.3TD	Málaga	3.392,00	10.000,00	10.172,41
9	6.3TD	Málaga	4.160,00	12.600,00	12.475,60
9	6.3TD	Valencia	3.094,40	8.800,00	8.895,18
9	6.3TD	Valencia	3.176,00	9.000,00	9.129,74
9	6.3TD	Valencia	3.353,60	9.600,00	9.640,27
9	6.3TD	Valencia	3.384,00	9.600,00	9.727,66
9	6.3TD	Valencia	3.392,00	9.600,00	9.750,66
9	6.3TD	Valencia	4.160,00	12.200,00	11.958,35
9	6.3TD	Bilbao	3.094,40	6.200,00	6.516,72
9	6.3TD	Bilbao	3.176,00	6.200,00	6.688,57
9	6.3TD	Bilbao	3.353,60	6.600,00	7.062,59
9	6.3TD	Bilbao	3.384,00	6.800,00	7.126,61
9	6.3TD	Bilbao	3.392,00	6.800,00	7.143,46
9	6.3TD	Bilbao	4.160,00	8.400,00	8.760,84
9	6.3TD	Madrid	3.094,40	8.600,00	9.091,84
9	6.3TD	Madrid	3.176,00	9.000,00	9.331,59
9	6.3TD	Madrid	3.353,60	9.400,00	9.853,41
9	6.3TD	Madrid	3.384,00	9.600,00	9.942,73
9	6.3TD	Madrid	3.392,00	9.600,00	9.966,23
9	6.3TD	Madrid	4.160,00	12.000,00	12.222,74
9	6.3TD	León	3.094,40	8.200,00	8.581,57
9	6.3TD	León	3.176,00	8.400,00	8.807,87
9	6.3TD	León	3.353,60	8.800,00	9.300,40
9	6.3TD	León	3.384,00	9.000,00	9.384,71
9	6.3TD	León	3.392,00	9.000,00	9.406,89
9	6.3TD	León	4.160,00	11.200,00	11.536,76
9	6.4TD	Málaga	3.320,80	9.600,00	9.890,89
9	6.4TD	Málaga	3.438,85	10.000,00	10.242,50
9	6.4TD	Málaga	3.708,80	10.800,00	11.046,54
9	6.4TD	Málaga	3.718,40	10.800,00	11.075,13
9	6.4TD	Málaga	3.720,10	10.800,00	11.080,20
9	6.4TD	Málaga	4.823,90	14.400,00	14.367,83
9	6.4TD	Valencia	3.320,80	9.200,00	9.480,81
9	6.4TD	Valencia	3.438,85	9.600,00	9.817,84
9	6.4TD	Valencia	3.708,80	10.400,00	10.588,55
9	6.4TD	Valencia	3.718,40	10.400,00	10.615,95
9	6.4TD	Valencia	3.720,10	10.400,00	10.620,81
9	6.4TD	Valencia	4.823,90	13.800,00	13.772,13
9	6.4TD	Bilbao	3.320,80	6.400,00	6.945,77
9	6.4TD	Bilbao	3.438,85	6.600,00	7.192,68

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
9	6.4TD	Bilbao	3.708,80	7.200,00	7.757,31
9	6.4TD	Bilbao	3.718,40	7.200,00	7.777,39
9	6.4TD	Bilbao	3.720,10	7.200,00	7.780,94
9	6.4TD	Bilbao	4.823,90	9.600,00	10.089,64
9	6.4TD	Madrid	3.320,80	9.200,00	9.690,42
9	6.4TD	Madrid	3.438,85	9.400,00	10.034,91
9	6.4TD	Madrid	3.708,80	10.200,00	10.822,65
9	6.4TD	Madrid	3.718,40	10.400,00	10.850,66
9	6.4TD	Madrid	3.720,10	10.400,00	10.855,62
9	6.4TD	Madrid	4.823,90	13.800,00	14.076,62
9	6.4TD	León	3.320,80	8.600,00	9.146,56
9	6.4TD	León	3.438,85	8.800,00	9.471,71
9	6.4TD	León	3.708,80	9.600,00	10.215,24
9	6.4TD	León	3.718,40	9.600,00	10.241,68
9	6.4TD	León	3.720,10	9.600,00	10.246,37
9	6.4TD	León	4.823,90	12.800,00	13.286,59
14	6.1TD	Málaga	164,50	720,00	724,36
14	6.1TD	Málaga	164,70	730,00	725,24
14	6.1TD	Málaga	173,10	760,00	762,23
14	6.1TD	Málaga	174,62	770,00	768,92
14	6.1TD	Málaga	175,33	770,00	772,05
14	6.1TD	Málaga	246,90	1.100,00	1.087,20
14	6.1TD	Valencia	164,50	680,00	694,33
14	6.1TD	Valencia	164,70	690,00	695,17
14	6.1TD	Valencia	173,10	720,00	730,62
14	6.1TD	Valencia	174,62	730,00	737,04
14	6.1TD	Valencia	175,33	730,00	740,04
14	6.1TD	Valencia	246,90	1.050,00	1.042,12
14	6.1TD	Bilbao	164,50	490,00	508,67
14	6.1TD	Bilbao	164,70	490,00	509,29
14	6.1TD	Bilbao	173,10	510,00	535,27
14	6.1TD	Bilbao	174,62	520,00	539,97
14	6.1TD	Bilbao	175,33	520,00	542,16
14	6.1TD	Bilbao	246,90	740,00	763,47
14	6.1TD	Madrid	164,50	680,00	709,68
14	6.1TD	Madrid	164,70	680,00	710,54
14	6.1TD	Madrid	173,10	720,00	746,78
14	6.1TD	Madrid	174,62	720,00	753,34
14	6.1TD	Madrid	175,33	730,00	756,40
14	6.1TD	Madrid	246,90	1.050,00	1.065,16
14	6.1TD	León	164,50	650,00	669,85
14	6.1TD	León	164,70	650,00	670,66
14	6.1TD	León	173,10	680,00	704,87

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
14	6.1TD	León	174,62	690,00	711,06
14	6.1TD	León	175,33	690,00	713,95
14	6.1TD	León	246,90	990,00	1.005,38
14	6.2TD	Málaga	1.213,20	5.200,00	5.218,93
14	6.2TD	Málaga	1.247,40	5.400,00	5.366,06
14	6.2TD	Málaga	1.282,00	5.600,00	5.514,90
14	6.2TD	Málaga	1.293,20	5.600,00	5.563,08
14	6.2TD	Málaga	1.299,30	5.600,00	5.589,32
14	6.2TD	Málaga	1.657,30	7.200,00	7.129,36
14	6.2TD	Valencia	1.213,20	4.800,00	5.002,56
14	6.2TD	Valencia	1.247,40	5.000,00	5.143,58
14	6.2TD	Valencia	1.282,00	5.200,00	5.286,25
14	6.2TD	Valencia	1.293,20	5.200,00	5.332,43
14	6.2TD	Valencia	1.299,30	5.200,00	5.357,58
14	6.2TD	Valencia	1.657,30	6.800,00	6.833,78
14	6.2TD	Bilbao	1.213,20	3.400,00	3.664,94
14	6.2TD	Bilbao	1.247,40	3.600,00	3.768,25
14	6.2TD	Bilbao	1.282,00	3.600,00	3.872,77
14	6.2TD	Bilbao	1.293,20	3.600,00	3.906,61
14	6.2TD	Bilbao	1.299,30	3.600,00	3.925,04
14	6.2TD	Bilbao	1.657,30	4.800,00	5.006,51
14	6.2TD	Madrid	1.213,20	4.800,00	5.113,16
14	6.2TD	Madrid	1.247,40	5.000,00	5.257,30
14	6.2TD	Madrid	1.282,00	5.200,00	5.403,12
14	6.2TD	Madrid	1.293,20	5.200,00	5.450,33
14	6.2TD	Madrid	1.299,30	5.200,00	5.476,03
14	6.2TD	Madrid	1.657,30	6.800,00	6.984,86
14	6.2TD	León	1.213,20	4.600,00	4.826,19
14	6.2TD	León	1.247,40	4.800,00	4.962,24
14	6.2TD	León	1.282,00	4.800,00	5.099,88
14	6.2TD	León	1.293,20	5.000,00	5.144,43
14	6.2TD	León	1.299,30	5.000,00	5.168,70
14	6.2TD	León	1.657,30	6.400,00	6.592,85
14	6.3TD	Málaga	3.094,40	14.200,00	14.219,75
14	6.3TD	Málaga	3.176,00	14.600,00	14.594,73
14	6.3TD	Málaga	3.353,60	15.600,00	15.410,85
14	6.3TD	Málaga	3.384,00	15.800,00	15.550,55
14	6.3TD	Málaga	3.392,00	15.800,00	15.587,31
14	6.3TD	Málaga	4.160,00	18.600,00	19.116,52
14	6.3TD	Valencia	3.094,40	13.400,00	13.630,19
14	6.3TD	Valencia	3.176,00	13.800,00	13.989,62
14	6.3TD	Valencia	3.353,60	14.600,00	14.771,91
14	6.3TD	Valencia	3.384,00	14.800,00	14.905,82

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
14	6.3TD	Valencia	3.392,00	14.800,00	14.941,06
14	6.3TD	Valencia	4.160,00	18.600,00	18.323,94
14	6.3TD	Bilbao	3.094,40	9.200,00	9.985,66
14	6.3TD	Bilbao	3.176,00	9.600,00	10.248,98
14	6.3TD	Bilbao	3.353,60	10.200,00	10.822,10
14	6.3TD	Bilbao	3.384,00	10.200,00	10.920,20
14	6.3TD	Bilbao	3.392,00	10.200,00	10.946,01
14	6.3TD	Bilbao	4.160,00	13.000,00	13.424,36
14	6.3TD	Madrid	3.094,40	13.200,00	13.931,54
14	6.3TD	Madrid	3.176,00	13.600,00	14.298,92
14	6.3TD	Madrid	3.353,60	14.600,00	15.098,50
14	6.3TD	Madrid	3.384,00	14.800,00	15.235,37
14	6.3TD	Madrid	3.392,00	14.800,00	15.271,39
14	6.3TD	Madrid	4.160,00	18.600,00	18.729,06
14	6.3TD	León	3.094,40	12.600,00	13.149,65
14	6.3TD	León	3.176,00	13.000,00	13.496,41
14	6.3TD	León	3.353,60	13.800,00	14.251,12
14	6.3TD	León	3.384,00	14.000,00	14.380,31
14	6.3TD	León	3.392,00	14.000,00	14.414,31
14	6.3TD	León	4.160,00	17.600,00	17.677,92
14	6.4TD	Málaga	3.320,80	15.000,00	15.231,12
14	6.4TD	Málaga	3.438,85	15.600,00	15.772,56
14	6.4TD	Málaga	3.708,80	17.000,00	17.010,71
14	6.4TD	Málaga	3.718,40	17.200,00	17.054,74
14	6.4TD	Málaga	3.720,10	17.200,00	17.062,54
14	6.4TD	Málaga	4.823,90	21.600,00	22.125,21
14	6.4TD	Valencia	3.320,80	14.200,00	14.599,63
14	6.4TD	Valencia	3.438,85	14.600,00	15.118,63
14	6.4TD	Valencia	3.708,80	16.000,00	16.305,44
14	6.4TD	Valencia	3.718,40	16.000,00	16.347,65
14	6.4TD	Valencia	3.720,10	16.000,00	16.355,12
14	6.4TD	Valencia	4.823,90	21.600,00	21.207,89
14	6.4TD	Bilbao	3.320,80	9.800,00	10.695,88
14	6.4TD	Bilbao	3.438,85	10.200,00	11.076,10
14	6.4TD	Bilbao	3.708,80	11.000,00	11.945,58
14	6.4TD	Bilbao	3.718,40	11.000,00	11.976,50
14	6.4TD	Bilbao	3.720,10	11.000,00	11.981,97
14	6.4TD	Bilbao	4.823,90	15.000,00	15.537,17
14	6.4TD	Madrid	3.320,80	14.000,00	14.922,41
14	6.4TD	Madrid	3.438,85	14.600,00	15.452,88
14	6.4TD	Madrid	3.708,80	16.000,00	16.665,94
14	6.4TD	Madrid	3.718,40	16.000,00	16.709,07
14	6.4TD	Madrid	3.720,10	16.000,00	16.716,71

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
14	6.4TD	Madrid	4.823,90	21.600,00	21.676,77
14	6.4TD	León	3.320,80	13.200,00	14.084,91
14	6.4TD	León	3.438,85	13.800,00	14.585,61
14	6.4TD	León	3.708,80	15.000,00	15.730,59
14	6.4TD	León	3.718,40	15.200,00	15.771,30
14	6.4TD	León	3.720,10	15.200,00	15.778,51
14	6.4TD	León	4.823,90	20.600,00	20.460,19
17	6.1TD	Málaga	164,50	150,00	186,07
17	6.1TD	Málaga	164,70	150,00	186,30
17	6.1TD	Málaga	173,10	160,00	195,80
17	6.1TD	Málaga	174,62	160,00	197,52
17	6.1TD	Málaga	175,33	160,00	198,32
17	6.1TD	Málaga	246,90	230,00	279,28
17	6.1TD	Valencia	164,50	120,00	178,36
17	6.1TD	Valencia	164,70	120,00	178,58
17	6.1TD	Valencia	173,10	120,00	187,68
17	6.1TD	Valencia	174,62	120,00	189,33
17	6.1TD	Valencia	175,33	120,00	190,10
17	6.1TD	Valencia	246,90	180,00	267,70
17	6.1TD	Bilbao	164,50	100,00	130,67
17	6.1TD	Bilbao	164,70	100,00	130,83
17	6.1TD	Bilbao	173,10	100,00	137,50
17	6.1TD	Bilbao	174,62	100,00	138,71
17	6.1TD	Bilbao	175,33	100,00	139,27
17	6.1TD	Bilbao	246,90	100,00	196,12
17	6.1TD	Madrid	164,50	120,00	182,30
17	6.1TD	Madrid	164,70	120,00	182,52
17	6.1TD	Madrid	173,10	120,00	191,83
17	6.1TD	Madrid	174,62	120,00	193,52
17	6.1TD	Madrid	175,33	130,00	194,30
17	6.1TD	Madrid	246,90	180,00	273,62
17	6.1TD	León	164,50	100,00	172,07
17	6.1TD	León	164,70	100,00	172,28
17	6.1TD	León	173,10	100,00	181,07
17	6.1TD	León	174,62	110,00	182,66
17	6.1TD	León	175,33	110,00	183,40
17	6.1TD	León	246,90	160,00	258,26
17	6.2TD	Málaga	1.213,20	1.000,00	1.233,40
17	6.2TD	Málaga	1.247,40	1.000,00	1.268,17
17	6.2TD	Málaga	1.282,00	1.200,00	1.303,34
17	6.2TD	Málaga	1.293,20	1.200,00	1.314,73
17	6.2TD	Málaga	1.299,30	1.200,00	1.320,93
17	6.2TD	Málaga	1.657,30	1.400,00	1.684,89

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
17	6.2TD	Valencia	1.213,20	800,00	1.182,26
17	6.2TD	Valencia	1.247,40	800,00	1.215,59
17	6.2TD	Valencia	1.282,00	800,00	1.249,30
17	6.2TD	Valencia	1.293,20	800,00	1.260,22
17	6.2TD	Valencia	1.299,30	800,00	1.266,16
17	6.2TD	Valencia	1.657,30	1.200,00	1.615,03
17	6.2TD	Madrid	1.213,20	800,00	1.208,40
17	6.2TD	Madrid	1.247,40	800,00	1.242,46
17	6.2TD	Madrid	1.282,00	800,00	1.276,93
17	6.2TD	Madrid	1.293,20	800,00	1.288,08
17	6.2TD	Madrid	1.299,30	800,00	1.294,16
17	6.2TD	Madrid	1.657,30	1.200,00	1.650,74
17	6.2TD	León	1.213,20	600,00	1.140,58
17	6.2TD	León	1.247,40	800,00	1.172,73
17	6.2TD	León	1.282,00	800,00	1.205,26
17	6.2TD	León	1.293,20	800,00	1.215,79
17	6.2TD	León	1.299,30	800,00	1.221,52
17	6.2TD	León	1.657,30	1.000,00	1.558,09
17	6.3TD	Málaga	3.094,40	2.800,00	3.329,98
17	6.3TD	Málaga	3.176,00	3.000,00	3.417,79
17	6.3TD	Málaga	3.353,60	3.000,00	3.608,91
17	6.3TD	Málaga	3.384,00	3.200,00	3.641,63
17	6.3TD	Málaga	3.392,00	3.200,00	3.650,24
17	6.3TD	Málaga	4.160,00	4.000,00	4.476,70
17	6.3TD	Valencia	3.094,40	2.200,00	3.191,92
17	6.3TD	Valencia	3.176,00	2.200,00	3.276,09
17	6.3TD	Valencia	3.353,60	2.400,00	3.459,28
17	6.3TD	Valencia	3.384,00	2.400,00	3.490,64
17	6.3TD	Valencia	3.392,00	2.400,00	3.498,90
17	6.3TD	Valencia	4.160,00	3.000,00	4.291,10
17	6.3TD	Madrid	3.094,40	2.200,00	3.262,49
17	6.3TD	Madrid	3.176,00	2.400,00	3.348,52
17	6.3TD	Madrid	3.353,60	2.400,00	3.535,77
17	6.3TD	Madrid	3.384,00	2.400,00	3.567,82
17	6.3TD	Madrid	3.392,00	2.400,00	3.576,25
17	6.3TD	Madrid	4.160,00	3.200,00	4.385,97
17	6.3TD	León	3.094,40	2.000,00	3.079,38
17	6.3TD	León	3.176,00	2.000,00	3.160,59
17	6.3TD	León	3.353,60	2.200,00	3.337,33
17	6.3TD	León	3.384,00	2.200,00	3.367,58
17	6.3TD	León	3.392,00	2.200,00	3.375,54
17	6.3TD	León	4.160,00	2.800,00	4.139,81
17	6.4TD	Málaga	3.320,80	3.000,00	3.458,67

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
17	6.4TD	Málaga	3.438,85	3.000,00	3.581,62
17	6.4TD	Málaga	3.708,80	3.400,00	3.862,78
17	6.4TD	Málaga	3.718,40	3.400,00	3.872,78
17	6.4TD	Málaga	3.720,10	3.400,00	3.874,55
17	6.4TD	Málaga	4.823,90	4.400,00	5.024,18
17	6.4TD	Valencia	3.320,80	2.200,00	3.315,28
17	6.4TD	Valencia	3.438,85	2.400,00	3.433,13
17	6.4TD	Valencia	3.708,80	2.600,00	3.702,63
17	6.4TD	Valencia	3.718,40	2.600,00	3.712,21
17	6.4TD	Valencia	3.720,10	2.600,00	3.713,91
17	6.4TD	Valencia	4.823,90	3.400,00	4.815,87
17	6.4TD	Madrid	3.320,80	2.200,00	3.388,57
17	6.4TD	Madrid	3.438,85	2.400,00	3.509,03
17	6.4TD	Madrid	3.708,80	2.600,00	3.784,49
17	6.4TD	Madrid	3.718,40	2.600,00	3.794,29
17	6.4TD	Madrid	3.720,10	2.600,00	3.796,02
17	6.4TD	Madrid	4.823,90	3.400,00	4.922,35
17	6.4TD	León	3.320,80	2.000,00	3.198,39
17	6.4TD	León	3.438,85	2.000,00	3.312,09
17	6.4TD	León	3.708,80	2.200,00	3.572,09
17	6.4TD	León	3.718,40	2.200,00	3.581,34
17	6.4TD	León	3.720,10	2.200,00	3.582,98
17	6.4TD	León	4.823,90	3.000,00	4.646,09
19	6.1TD	Málaga	164,50	590,00	604,41
19	6.1TD	Málaga	164,70	590,00	605,15
19	6.1TD	Málaga	173,10	620,00	636,01
19	6.1TD	Málaga	174,62	630,00	641,60
19	6.1TD	Málaga	175,33	630,00	644,20
19	6.1TD	Málaga	246,90	890,00	907,17
19	6.1TD	Valencia	164,50	560,00	579,35
19	6.1TD	Valencia	164,70	560,00	580,06
19	6.1TD	Valencia	173,10	590,00	609,64
19	6.1TD	Valencia	174,62	600,00	615,00
19	6.1TD	Valencia	175,33	600,00	617,50
19	6.1TD	Valencia	246,90	850,00	869,56
19	6.1TD	Bilbao	164,50	380,00	424,44
19	6.1TD	Bilbao	164,70	390,00	424,96
19	6.1TD	Bilbao	173,10	410,00	446,63
19	6.1TD	Bilbao	174,62	410,00	450,55
19	6.1TD	Bilbao	175,33	410,00	452,39
19	6.1TD	Bilbao	246,90	590,00	637,05
19	6.1TD	Madrid	164,50	560,00	592,16
19	6.1TD	Madrid	164,70	560,00	592,88

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
19	6.1TD	Madrid	173,10	590,00	623,12
19	6.1TD	Madrid	174,62	590,00	628,59
19	6.1TD	Madrid	175,33	590,00	631,15
19	6.1TD	Madrid	246,90	850,00	888,78
19	6.1TD	León	164,50	520,00	558,93
19	6.1TD	León	164,70	520,00	559,61
19	6.1TD	León	173,10	550,00	588,15
19	6.1TD	León	174,62	560,00	593,31
19	6.1TD	León	175,33	560,00	595,73
19	6.1TD	León	246,90	800,00	838,90
19	6.2TD	Málaga	1.213,20	4.200,00	4.330,84
19	6.2TD	Málaga	1.247,40	4.400,00	4.452,93
19	6.2TD	Málaga	1.282,00	4.400,00	4.576,44
19	6.2TD	Málaga	1.293,20	4.600,00	4.616,42
19	6.2TD	Málaga	1.299,30	4.600,00	4.638,20
19	6.2TD	Málaga	1.657,30	5.800,00	5.916,18
19	6.2TD	Valencia	1.213,20	4.000,00	4.151,28
19	6.2TD	Valencia	1.247,40	4.200,00	4.268,31
19	6.2TD	Valencia	1.282,00	4.200,00	4.386,70
19	6.2TD	Valencia	1.293,20	4.200,00	4.425,03
19	6.2TD	Valencia	1.299,30	4.200,00	4.445,90
19	6.2TD	Valencia	1.657,30	5.600,00	5.670,89
19	6.2TD	Bilbao	1.213,20	2.800,00	3.041,28
19	6.2TD	Bilbao	1.247,40	2.800,00	3.127,02
19	6.2TD	Bilbao	1.282,00	2.800,00	3.213,75
19	6.2TD	Bilbao	1.293,20	2.800,00	3.241,83
19	6.2TD	Bilbao	1.299,30	3.000,00	3.257,12
19	6.2TD	Bilbao	1.657,30	3.800,00	4.154,57
19	6.2TD	Madrid	1.213,20	4.000,00	4.243,06
19	6.2TD	Madrid	1.247,40	4.000,00	4.362,68
19	6.2TD	Madrid	1.282,00	4.200,00	4.483,69
19	6.2TD	Madrid	1.293,20	4.200,00	4.522,86
19	6.2TD	Madrid	1.299,30	4.200,00	4.544,19
19	6.2TD	Madrid	1.657,30	5.600,00	5.796,27
19	6.2TD	León	1.213,20	3.800,00	4.004,93
19	6.2TD	León	1.247,40	3.800,00	4.117,83
19	6.2TD	León	1.282,00	4.000,00	4.232,05
19	6.2TD	León	1.293,20	4.000,00	4.269,02
19	6.2TD	León	1.299,30	4.000,00	4.289,16
19	6.2TD	León	1.657,30	5.200,00	5.470,96
19	6.3TD	Málaga	3.094,40	11.400,00	11.793,19
19	6.3TD	Málaga	3.176,00	11.800,00	12.104,18
19	6.3TD	Málaga	3.353,60	12.400,00	12.781,04

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

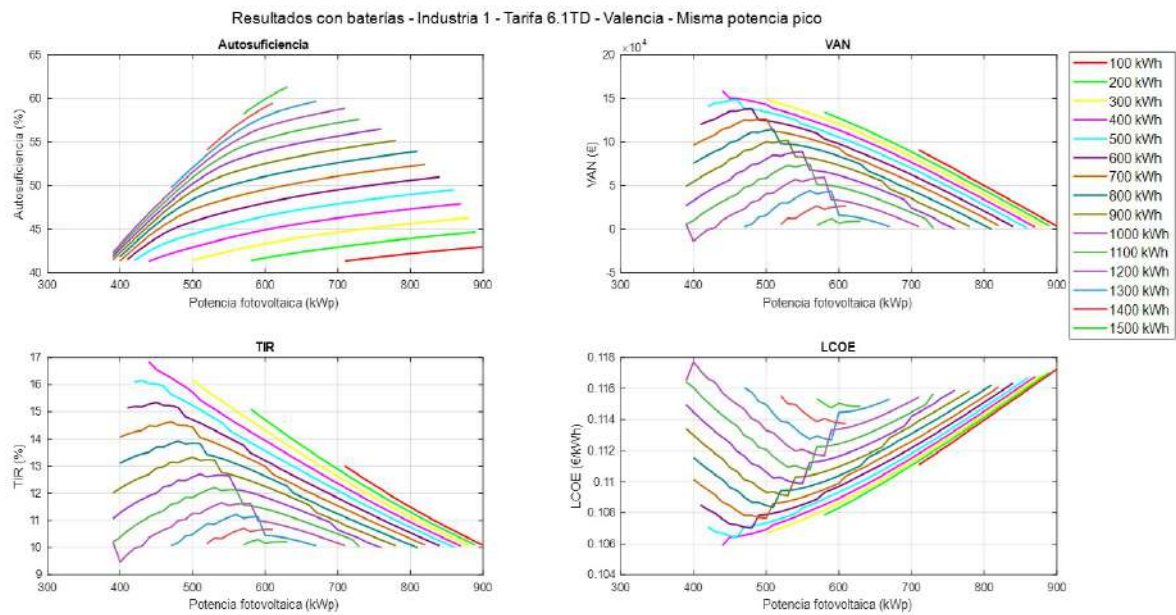
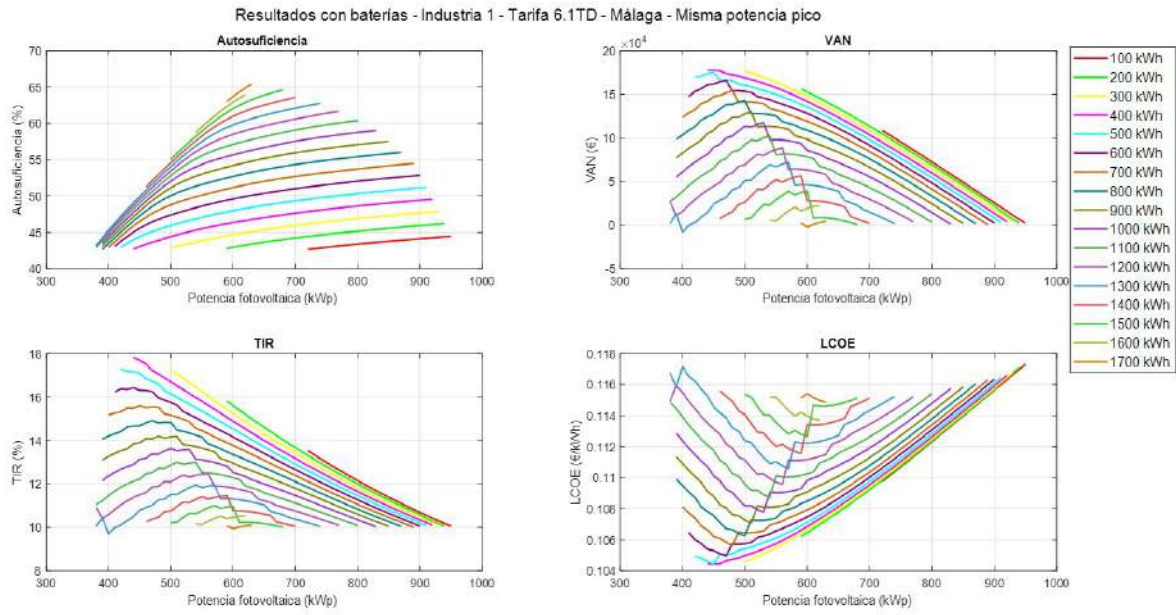
Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
19	6.3TD	Málaga	3.384,00	12.600,00	12.896,90
19	6.3TD	Málaga	3.392,00	12.600,00	12.927,39
19	6.3TD	Málaga	4.160,00	15.800,00	15.854,35
19	6.3TD	Valencia	3.094,40	10.800,00	11.304,24
19	6.3TD	Valencia	3.176,00	11.200,00	11.602,34
19	6.3TD	Valencia	3.353,60	11.800,00	12.251,14
19	6.3TD	Valencia	3.384,00	12.000,00	12.362,19
19	6.3TD	Valencia	3.392,00	12.000,00	12.391,42
19	6.3TD	Valencia	4.160,00	15.000,00	15.197,02
19	6.3TD	Bilbao	3.094,40	7.400,00	8.281,64
19	6.3TD	Bilbao	3.176,00	7.600,00	8.500,03
19	6.3TD	Bilbao	3.353,60	8.000,00	8.975,34
19	6.3TD	Bilbao	3.384,00	8.000,00	9.056,70
19	6.3TD	Bilbao	3.392,00	8.000,00	9.078,11
19	6.3TD	Bilbao	4.160,00	10.200,00	11.133,53
19	6.3TD	Madrid	3.094,40	10.800,00	11.554,17
19	6.3TD	Madrid	3.176,00	11.000,00	11.858,86
19	6.3TD	Madrid	3.353,60	11.800,00	12.522,00
19	6.3TD	Madrid	3.384,00	11.800,00	12.635,51
19	6.3TD	Madrid	3.392,00	12.000,00	12.665,38
19	6.3TD	Madrid	4.160,00	15.000,00	15.533,01
19	6.3TD	León	3.094,40	10.000,00	10.905,71
19	6.3TD	León	3.176,00	10.400,00	11.193,29
19	6.3TD	León	3.353,60	11.000,00	11.819,22
19	6.3TD	León	3.384,00	11.200,00	11.926,36
19	6.3TD	León	3.392,00	11.200,00	11.954,55
19	6.3TD	León	4.160,00	14.000,00	14.661,24
19	6.4TD	Málaga	3.320,80	12.000,00	12.607,88
19	6.4TD	Málaga	3.438,85	12.600,00	13.056,07
19	6.4TD	Málaga	3.708,80	13.600,00	14.080,97
19	6.4TD	Málaga	3.718,40	13.600,00	14.117,42
19	6.4TD	Málaga	3.720,10	13.600,00	14.123,88
19	6.4TD	Málaga	4.823,90	18.400,00	18.314,61
19	6.4TD	Valencia	3.320,80	11.400,00	12.085,15
19	6.4TD	Valencia	3.438,85	11.800,00	12.514,76
19	6.4TD	Valencia	3.708,80	12.800,00	13.497,17
19	6.4TD	Valencia	3.718,40	13.000,00	13.532,11
19	6.4TD	Valencia	3.720,10	13.000,00	13.538,30
19	6.4TD	Valencia	4.823,90	17.400,00	17.555,28
19	6.4TD	Bilbao	3.320,80	7.600,00	8.853,74
19	6.4TD	Bilbao	3.438,85	8.000,00	9.168,48
19	6.4TD	Bilbao	3.708,80	8.600,00	9.888,20
19	6.4TD	Bilbao	3.718,40	8.600,00	9.913,80

**COMPARATIVA DE RESULTADOS OBTENIDOS CON MATLAB Y
CON EL MODELO LINEAL**

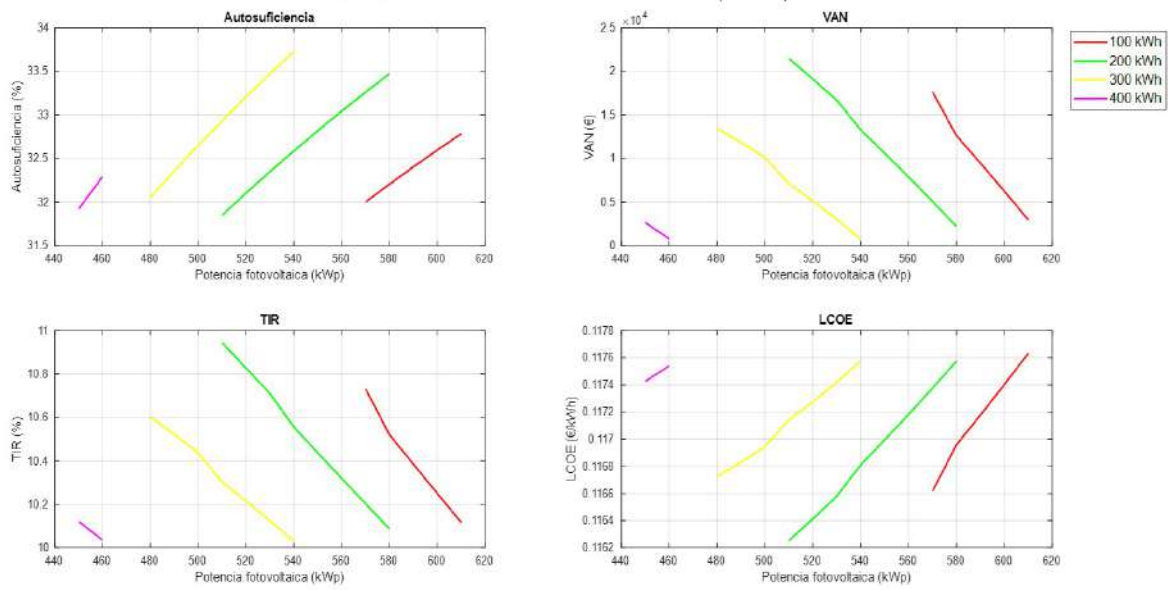
Industria	Tarifa	Zona geográfica	Potencia pico tarifa (kWp)	P_{fv} superior Matlab (kWp)	P_{fv} superior modelo (kWp)
19	6.4TD	Bilbao	3.720,10	8.600,00	9.918,33
19	6.4TD	Bilbao	4.823,90	11.600,00	12.861,22
19	6.4TD	Madrid	3.320,80	11.400,00	12.352,34
19	6.4TD	Madrid	3.438,85	11.800,00	12.791,45
19	6.4TD	Madrid	3.708,80	12.800,00	13.795,58
19	6.4TD	Madrid	3.718,40	12.800,00	13.831,29
19	6.4TD	Madrid	3.720,10	12.800,00	13.837,61
19	6.4TD	Madrid	4.823,90	17.400,00	17.943,40
19	6.4TD	León	3.320,80	10.600,00	11.659,08
19	6.4TD	León	3.438,85	11.000,00	12.073,55
19	6.4TD	León	3.708,80	12.000,00	13.021,32
19	6.4TD	León	3.718,40	12.000,00	13.055,03
19	6.4TD	León	3.720,10	12.000,00	13.061,00
19	6.4TD	León	4.823,90	16.200,00	16.936,36

ANEXO VII: RESULTADOS CON BATERÍAS

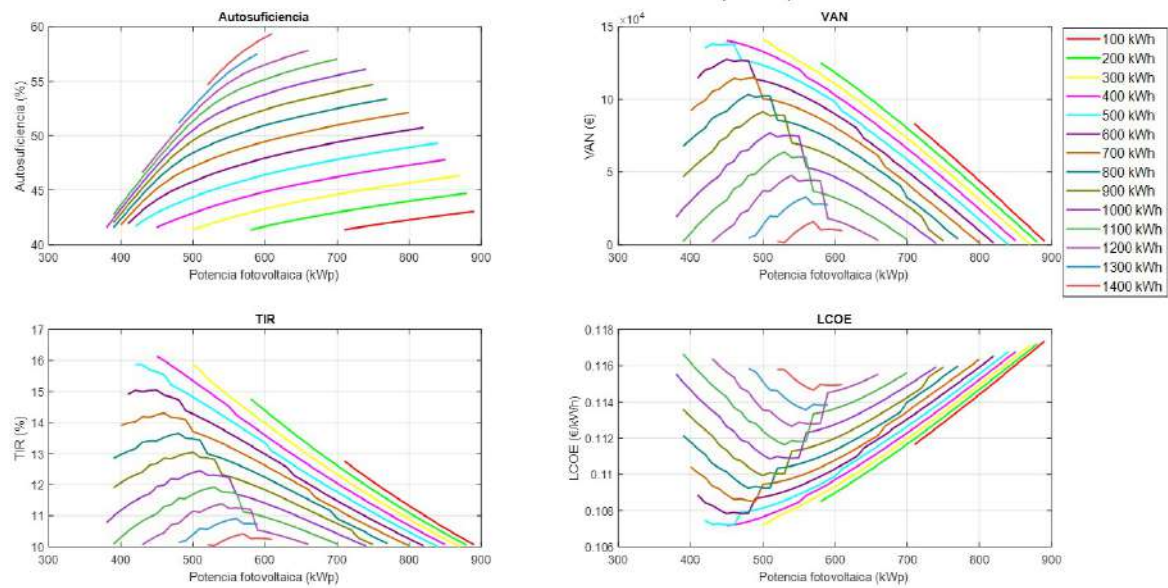
RESULTADOS SIN BATERÍAS PARA LA MISMA POTENCIA PICO



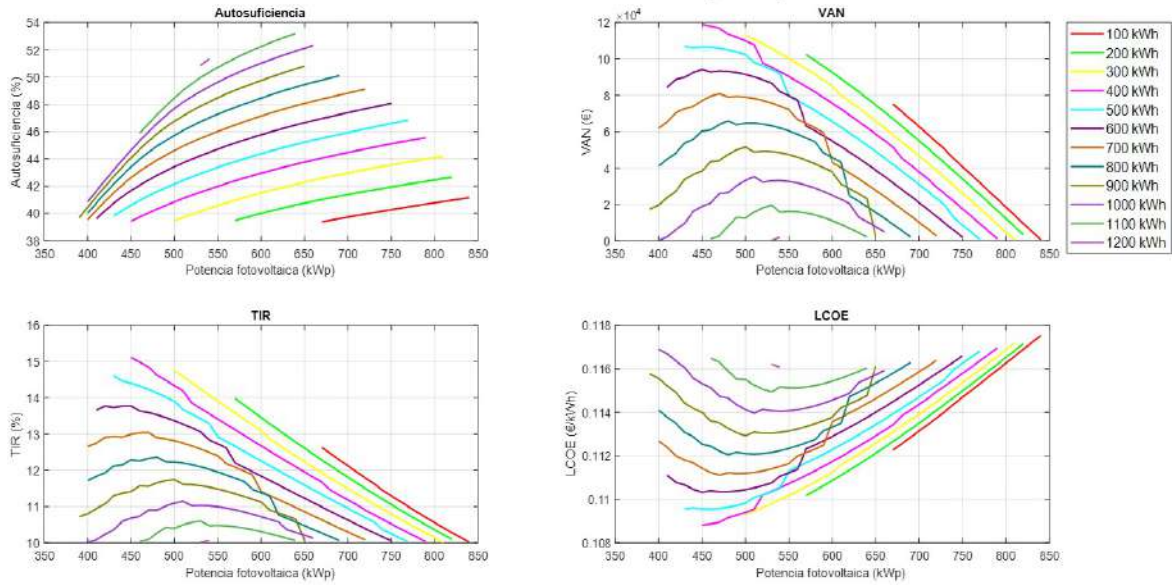
Resultados con baterías - Industria 1 - Tarifa 6.1TD - Bilbao - Misma potencia pico



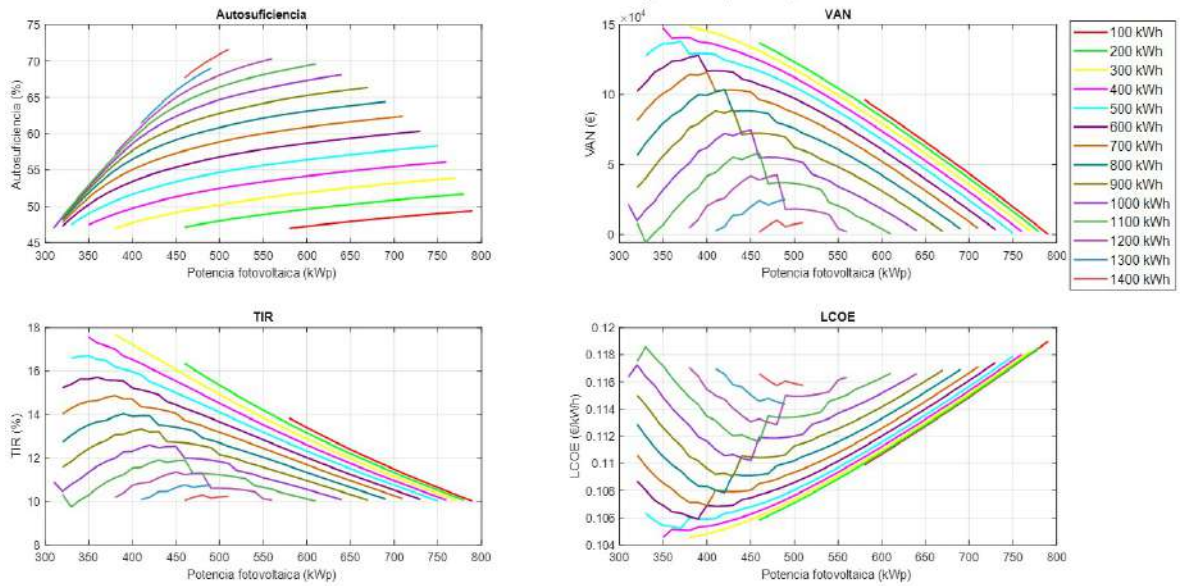
Resultados con baterías - Industria 1 - Tarifa 6.1TD - Madrid - Misma potencia pico



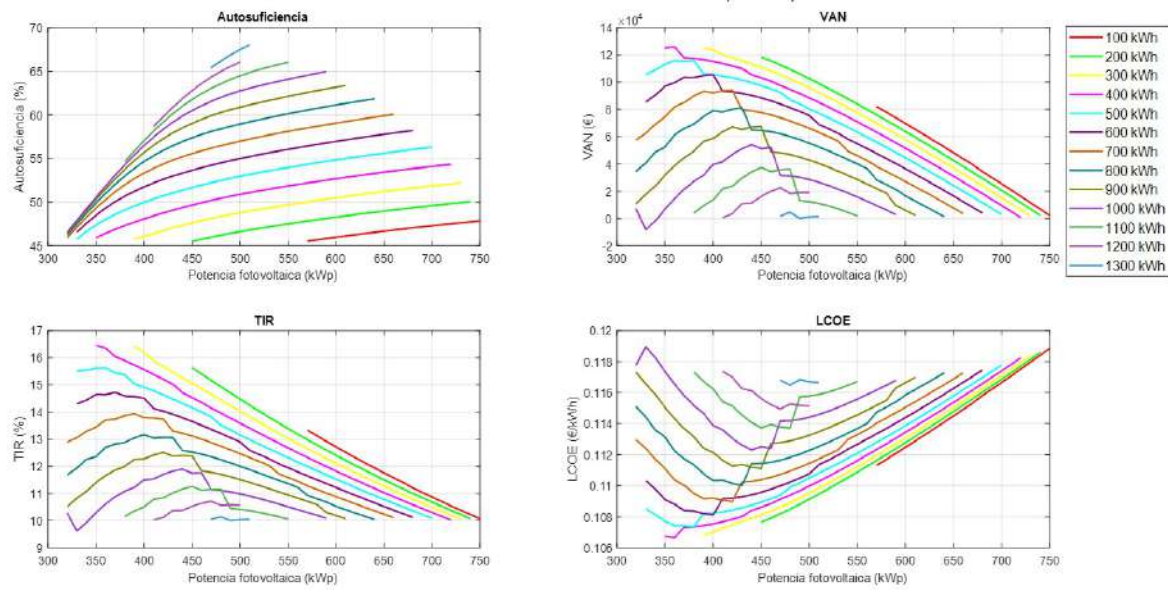
Resultados con baterías - Industria 1 - Tarifa 6.1TD - León - Misma potencia pico



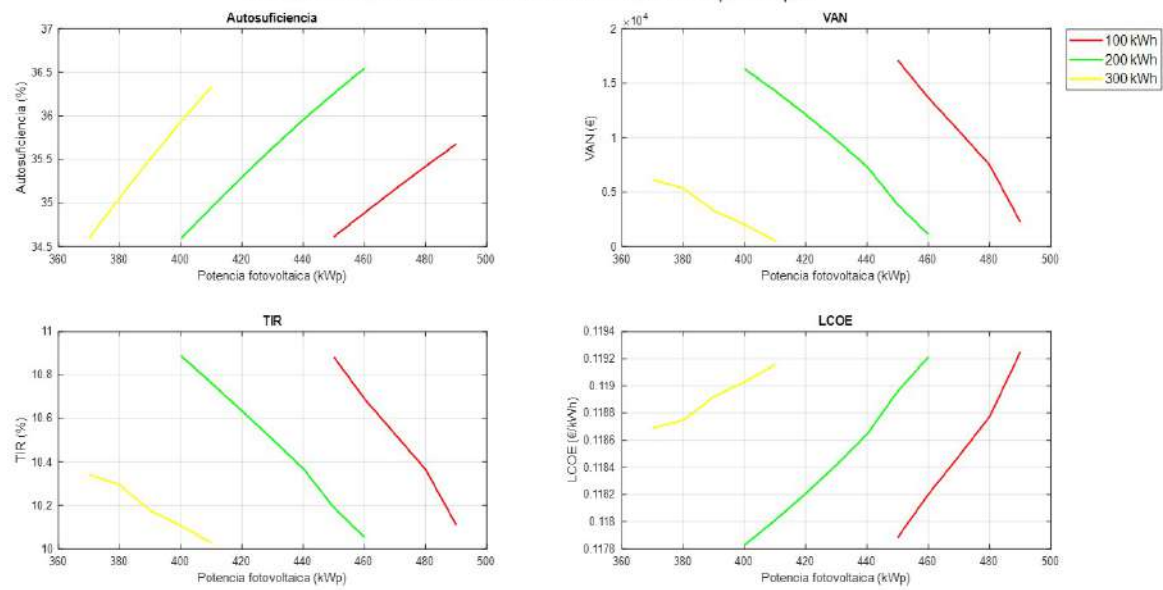
Resultados con baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1TD - Málaga - Misma potencia pico



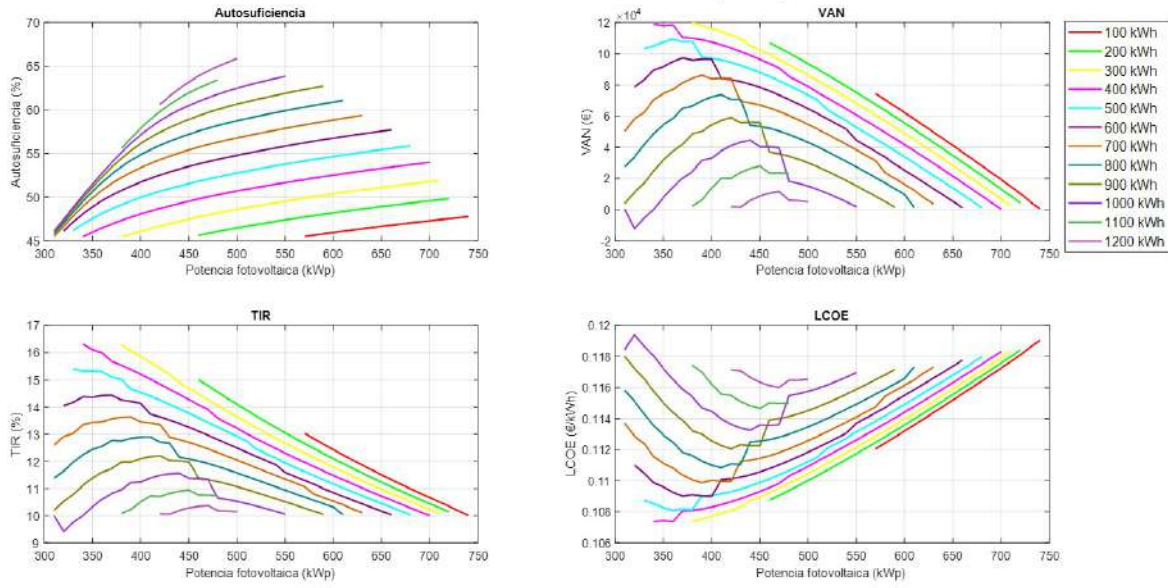
Resultados con baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1TD - Valencia - Misma potencia pico



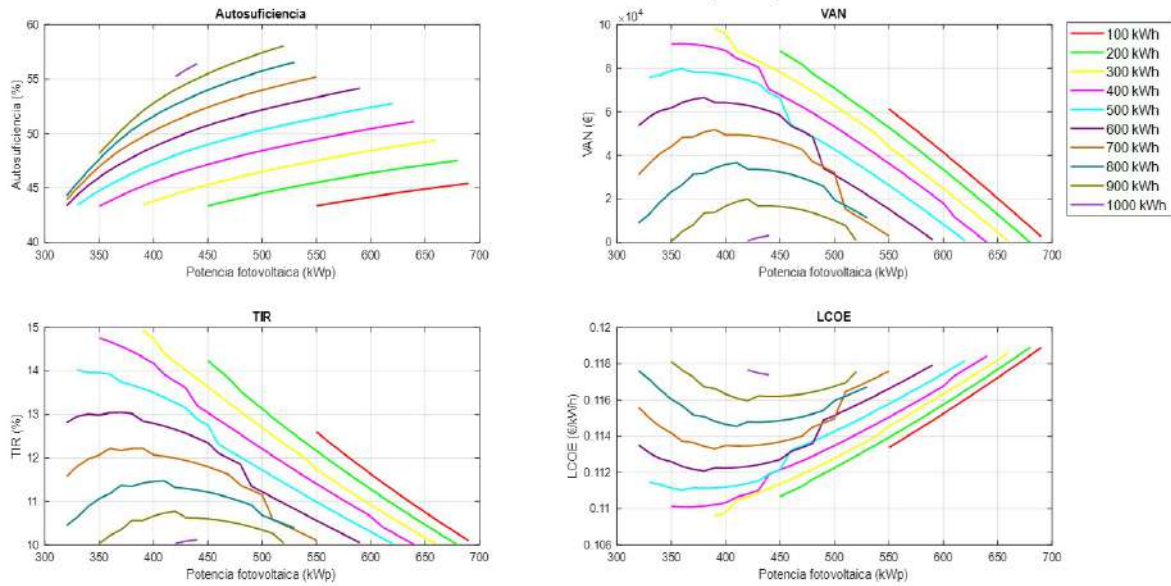
Resultados con baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1TD - Bilbao - Misma potencia pico



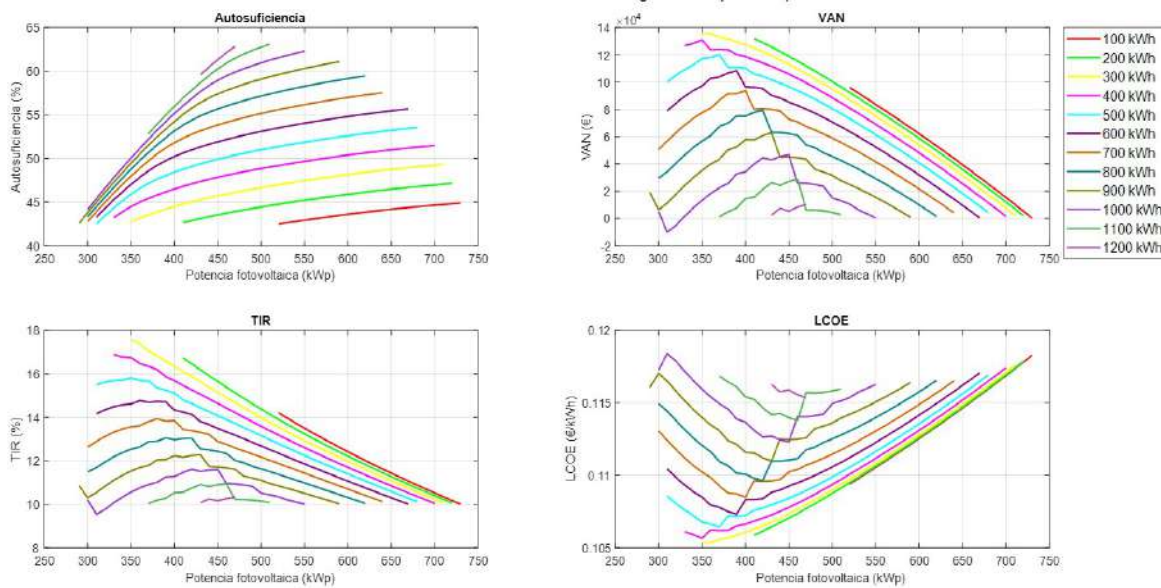
Resultados con baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1TD - Madrid - Misma potencia pico



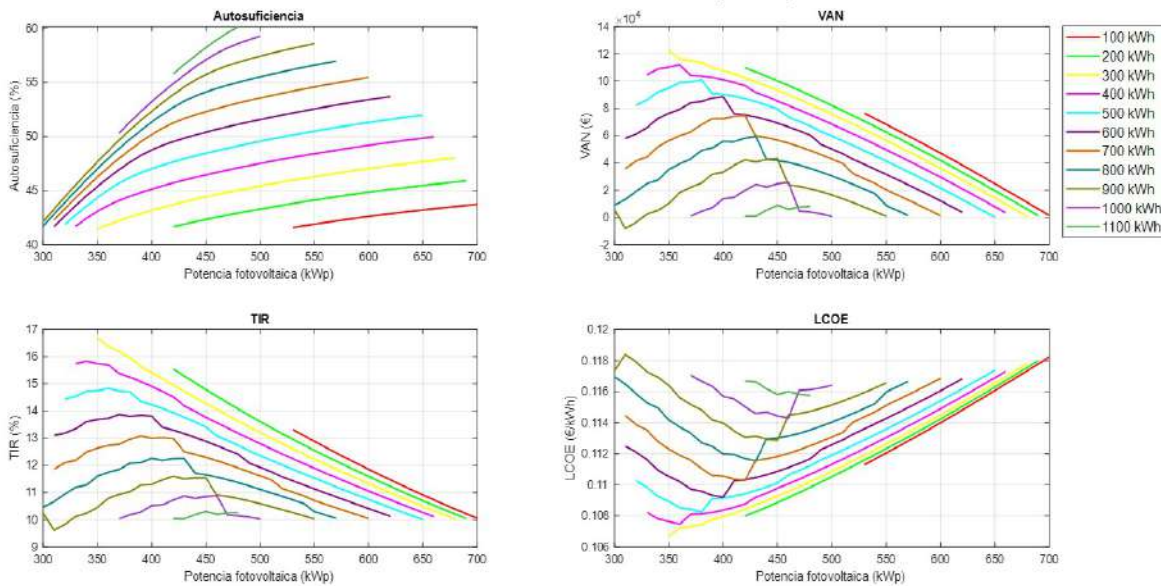
Resultados con baterías - Industria 2 - Tarifa 6.1TD - León - Misma potencia pico



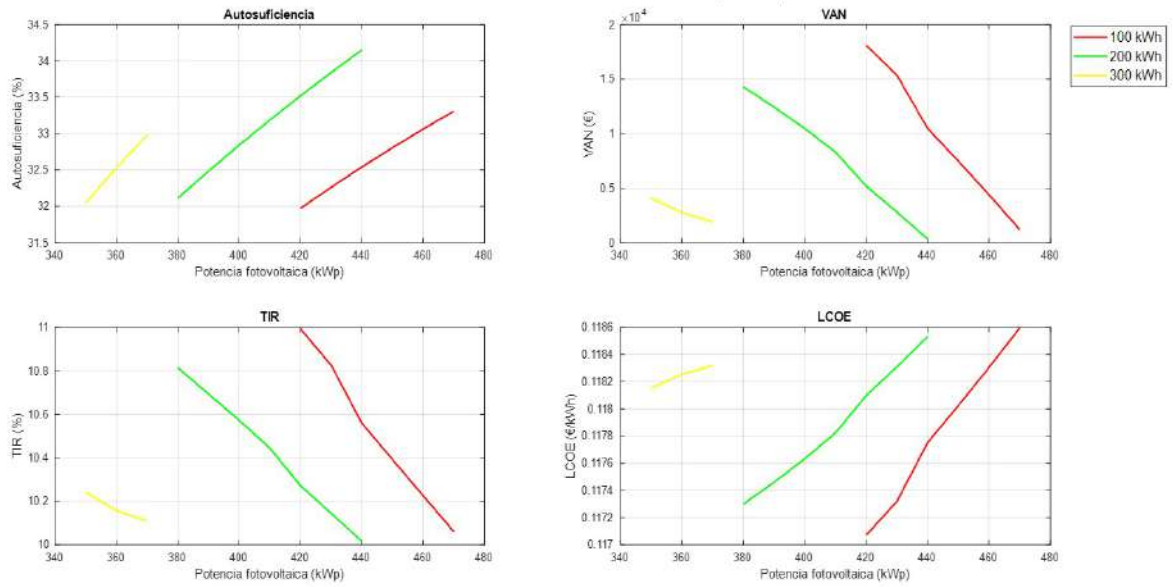
Resultados con baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1TD - Málaga - Misma potencia pico



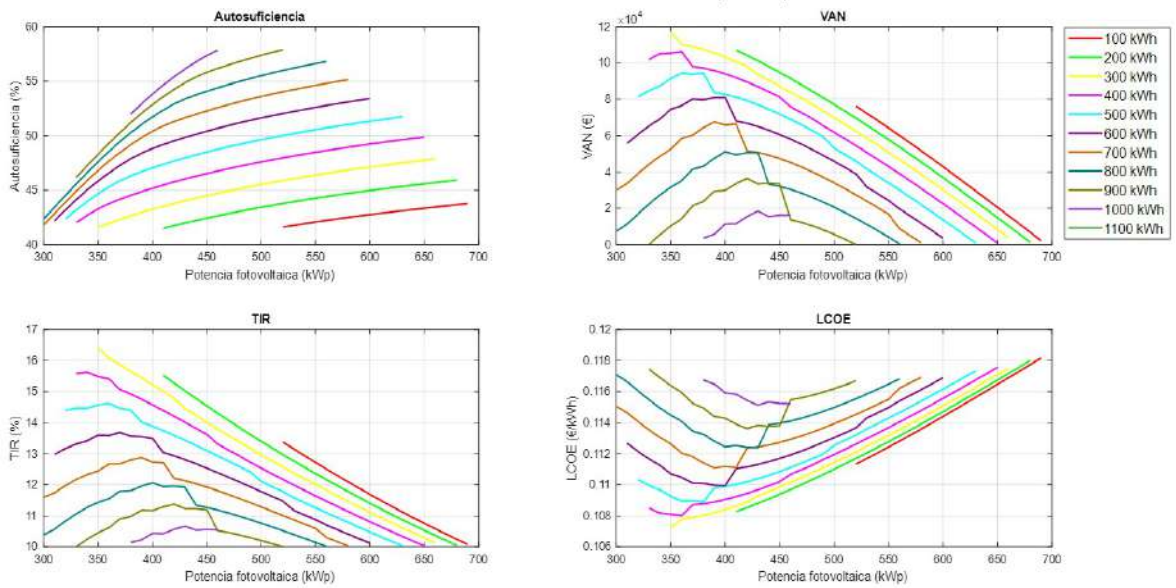
Resultados con baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1TD - Valencia - Misma potencia pico



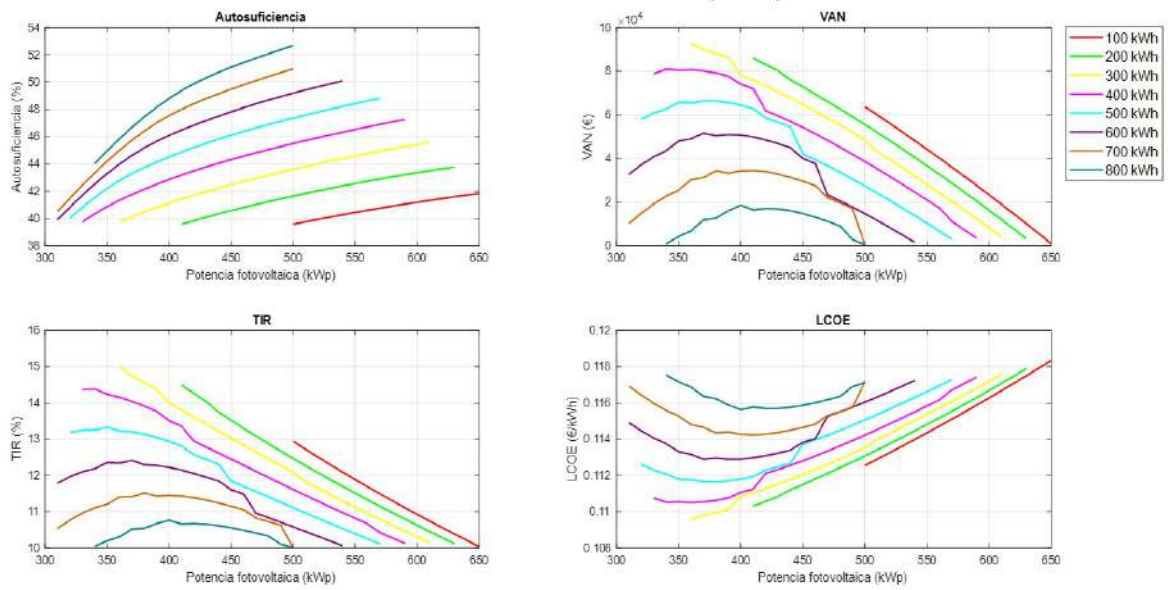
Resultados con baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1TD - Bilbao - Misma potencia pico



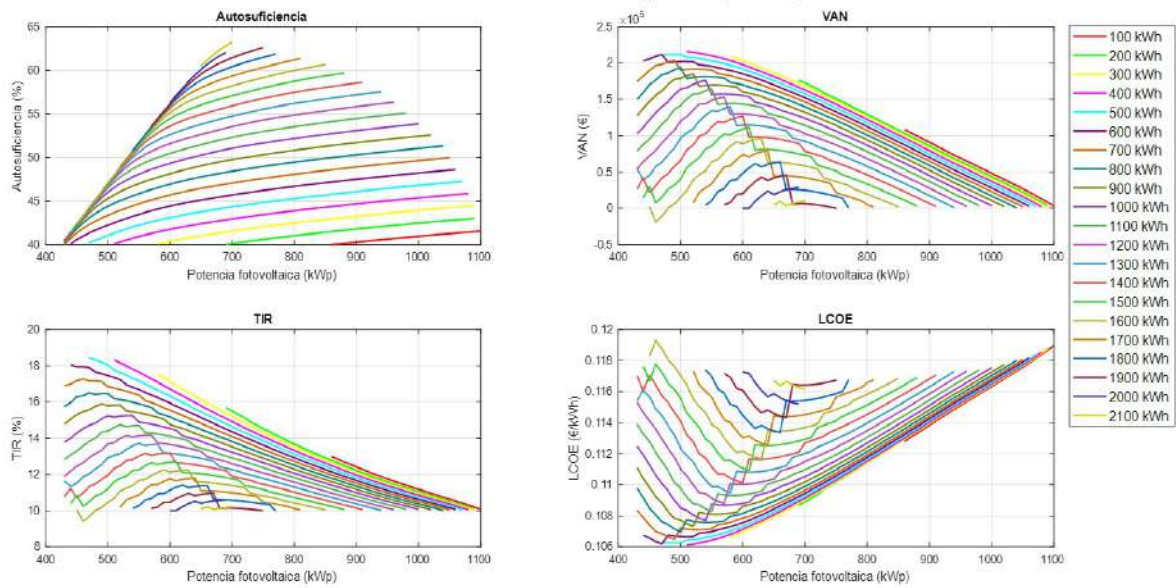
Resultados con baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1TD - Madrid - Misma potencia pico



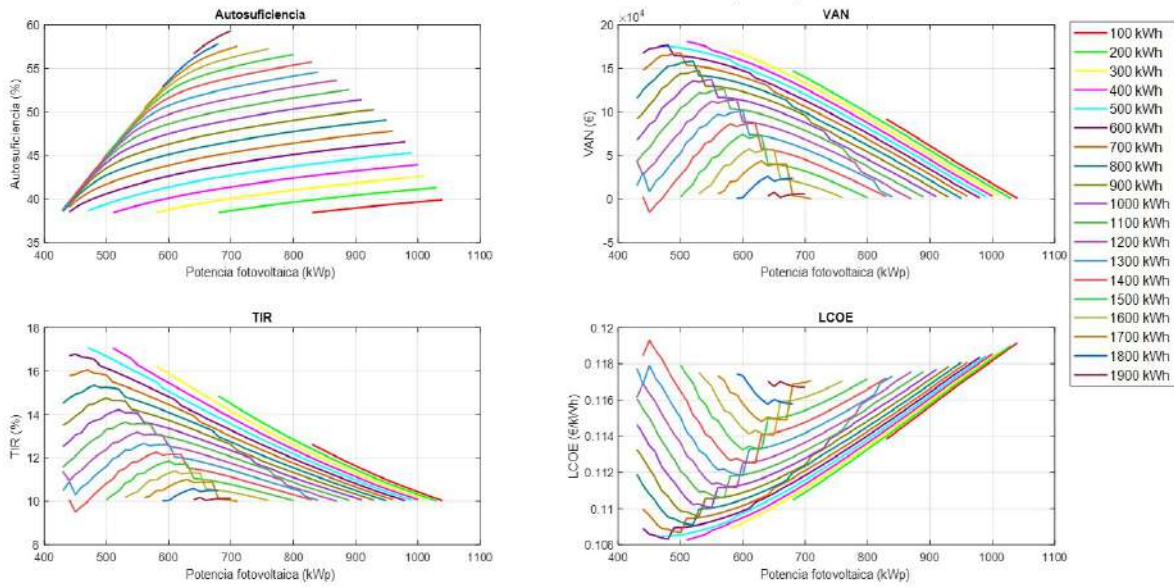
Resultados con baterías - Industria 9 - Tarifa 6.1TD - León - Misma potencia pico



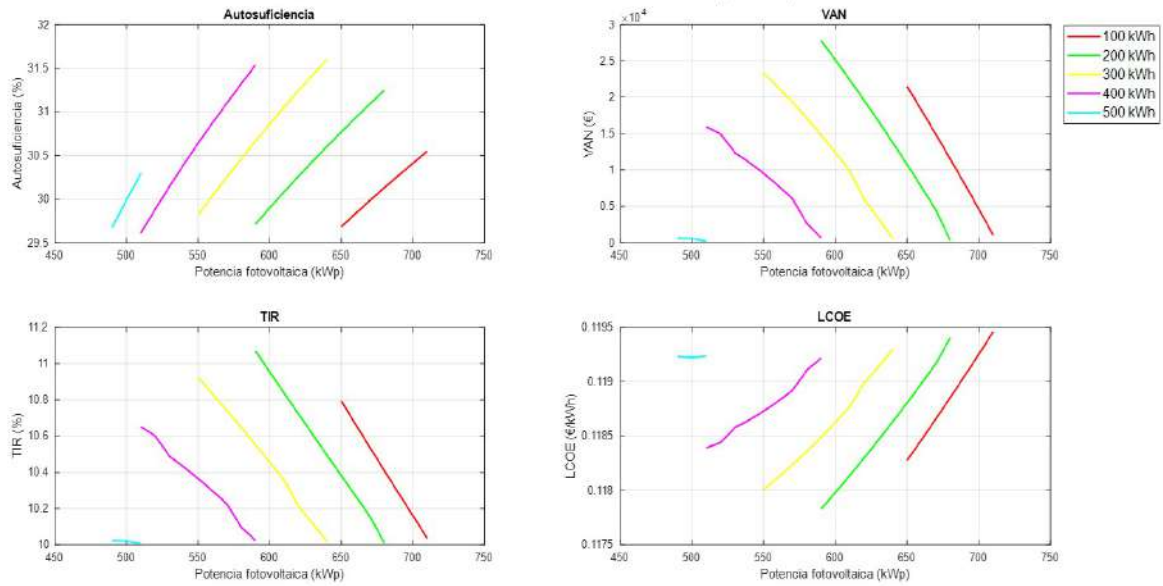
Resultados con baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1TD - Málaga - Misma potencia pico



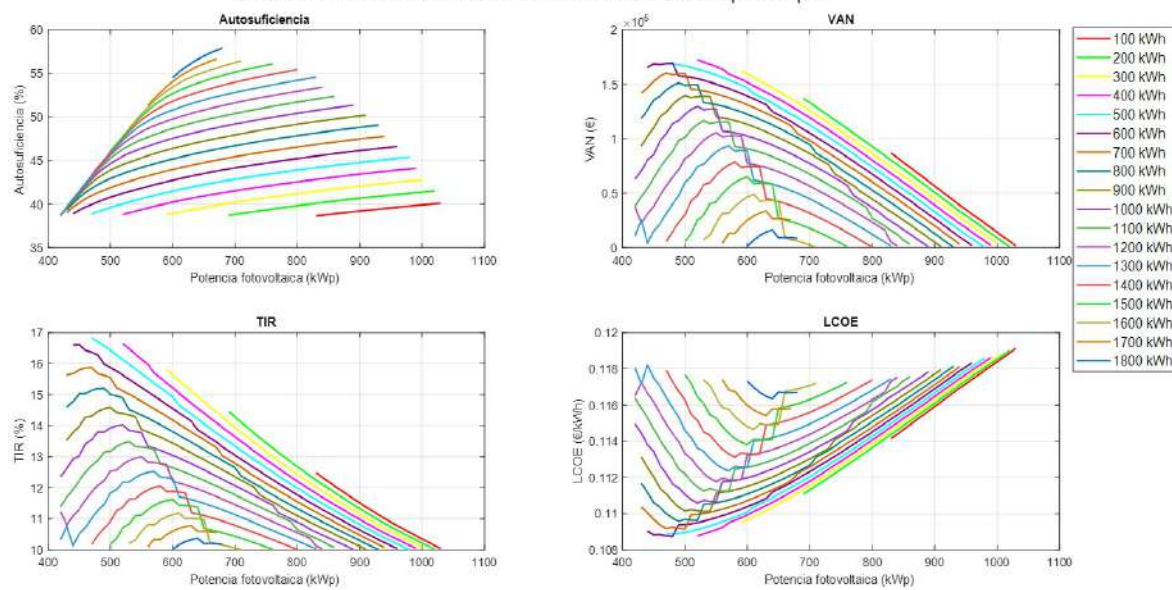
Resultados con baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1TD - Valencia - Misma potencia pico



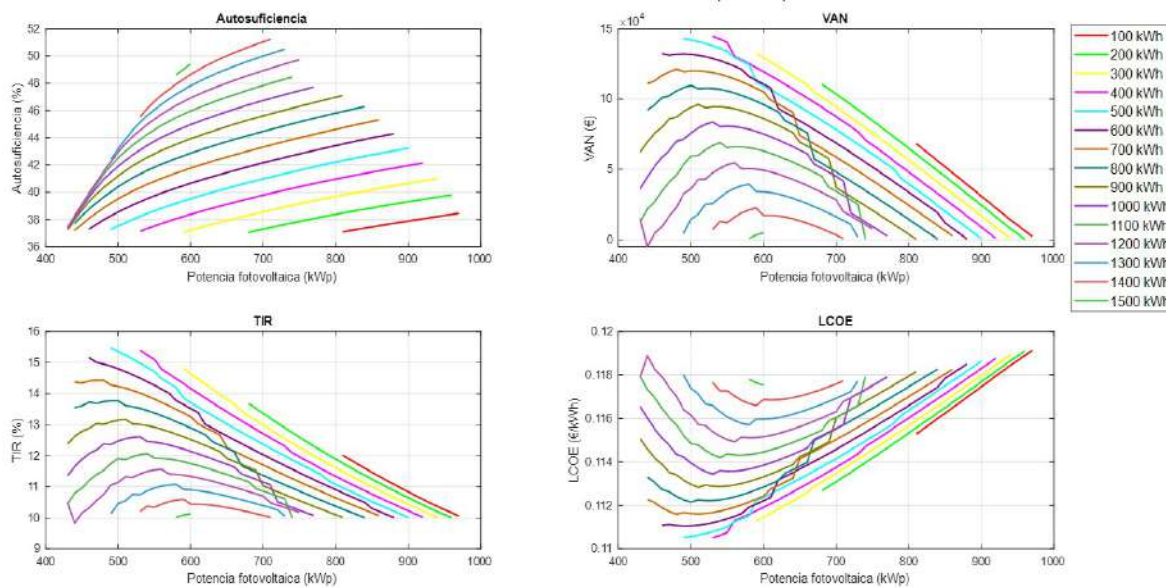
Resultados con baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1TD - Bilbao - Misma potencia pico



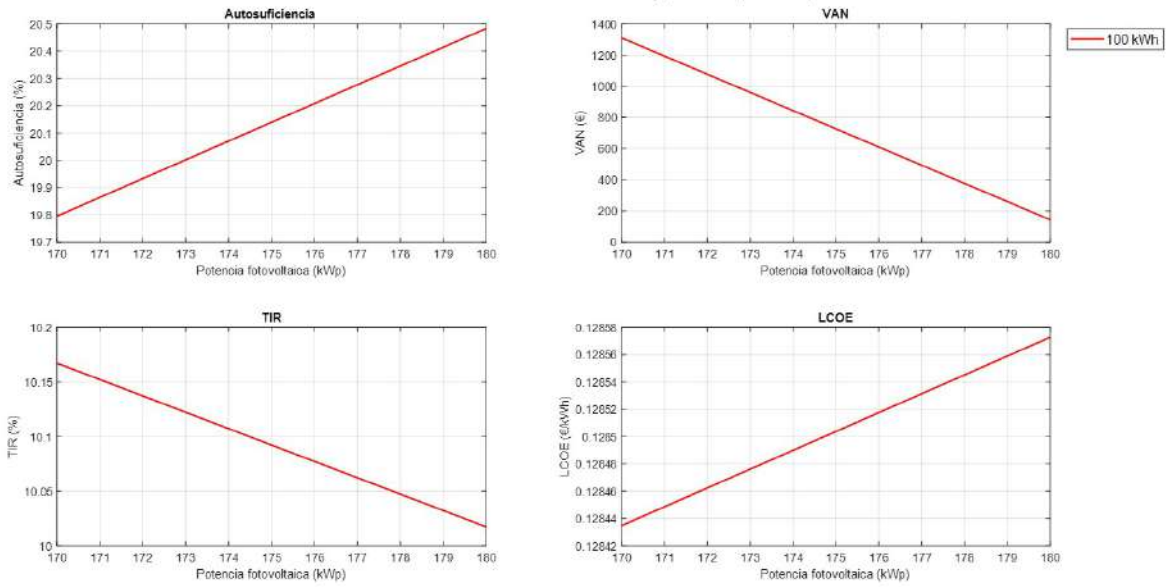
Resultados con baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1TD - Madrid - Misma potencia pico



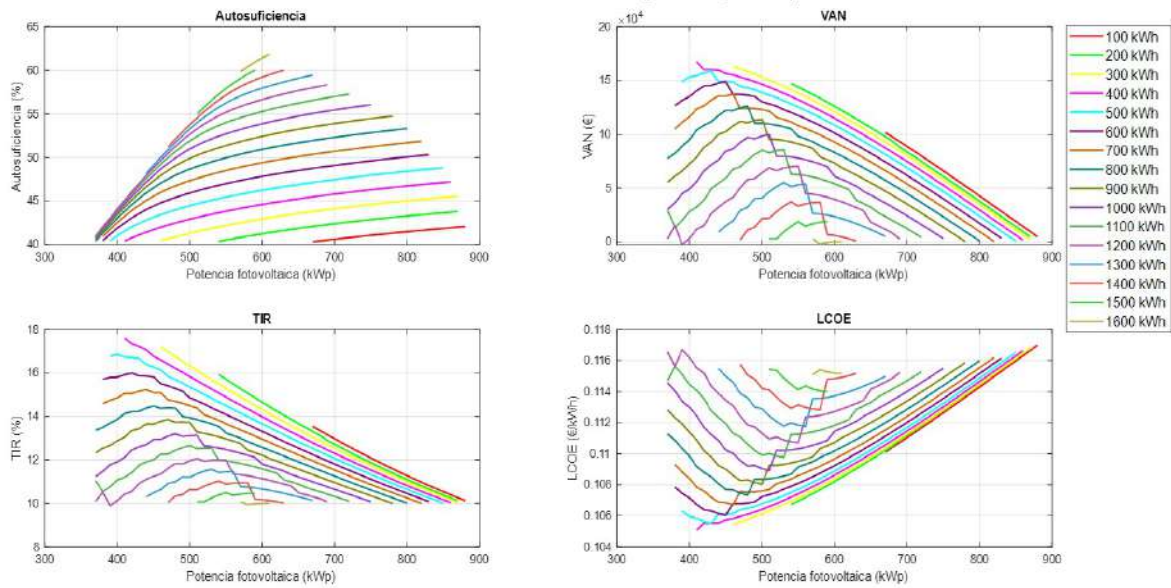
Resultados con baterías - Industria 14 - Tarifa 6.1TD - León - Misma potencia pico



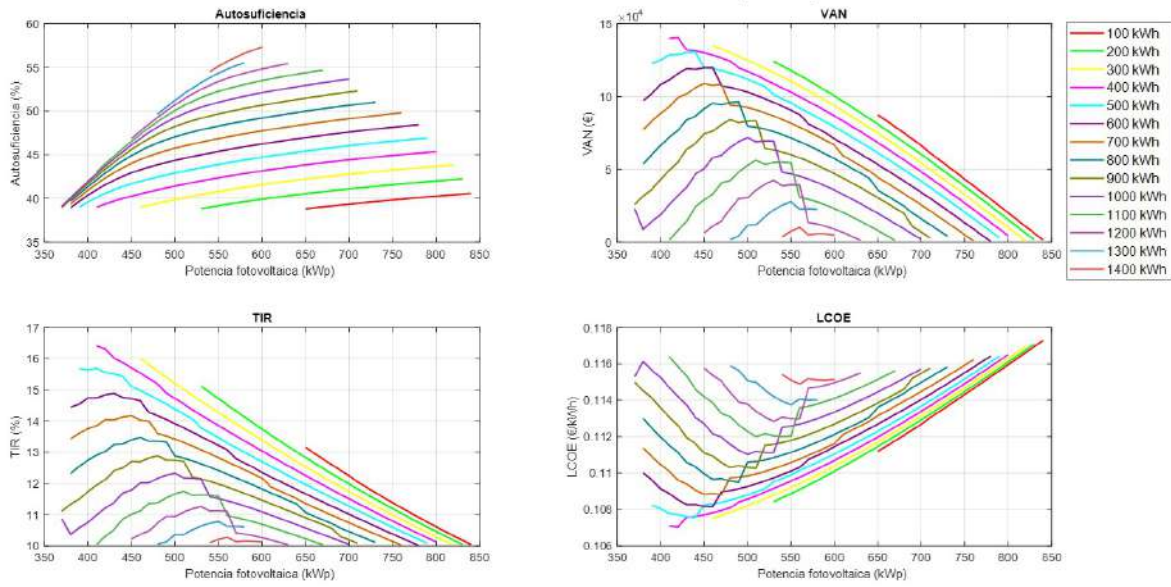
Resultados con baterías - Industria 17 - Tarifa 6.1TD - Málaga - Misma potencia pico



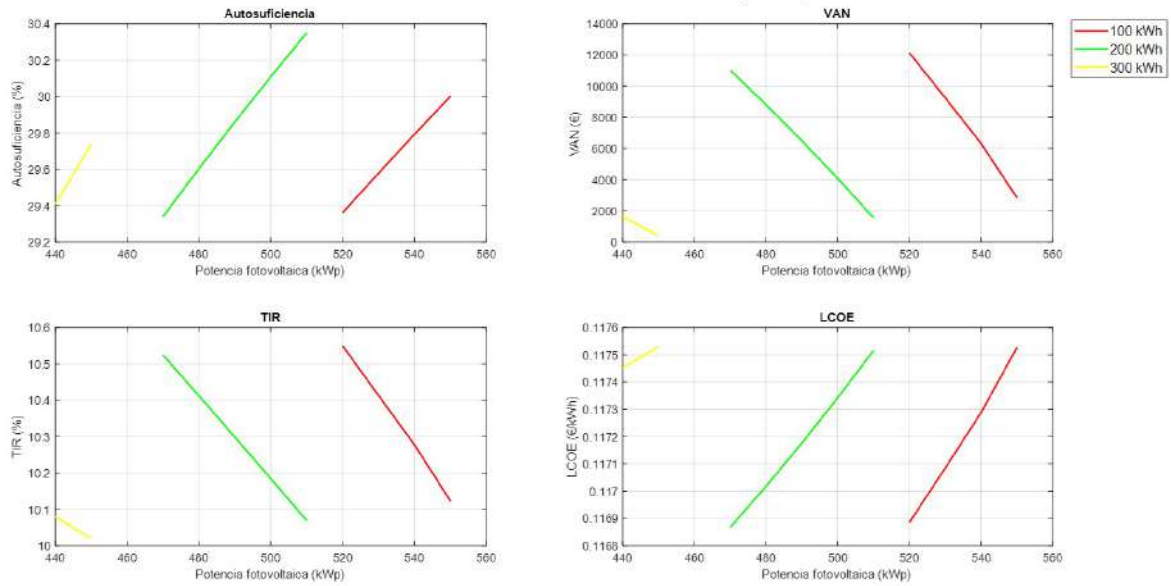
Resultados con baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1TD - Málaga - Misma potencia pico



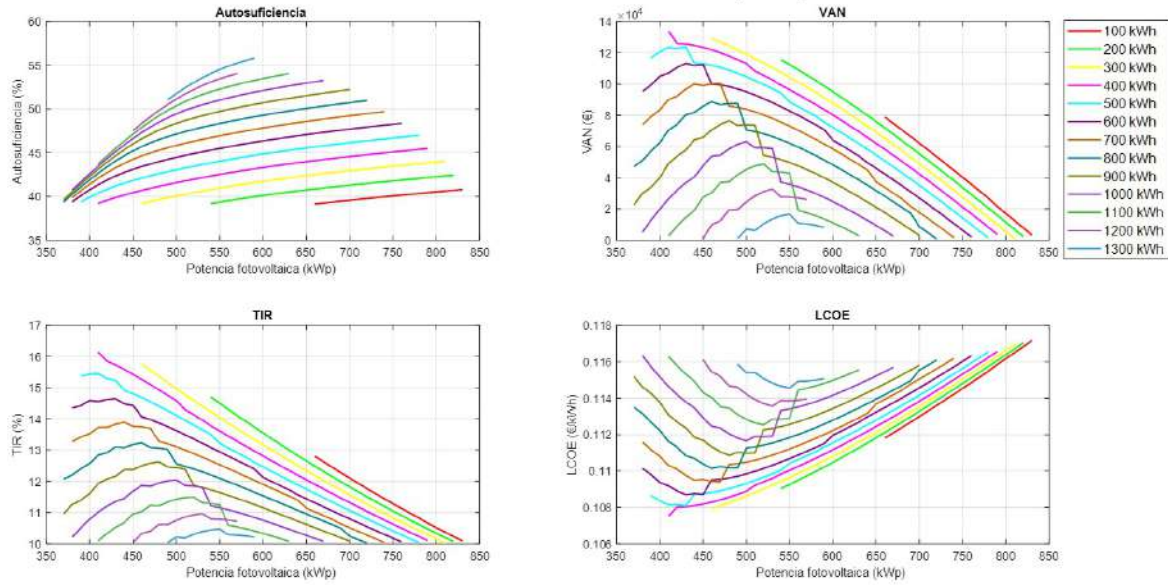
Resultados con baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1TD - Valencia - Misma potencia pico



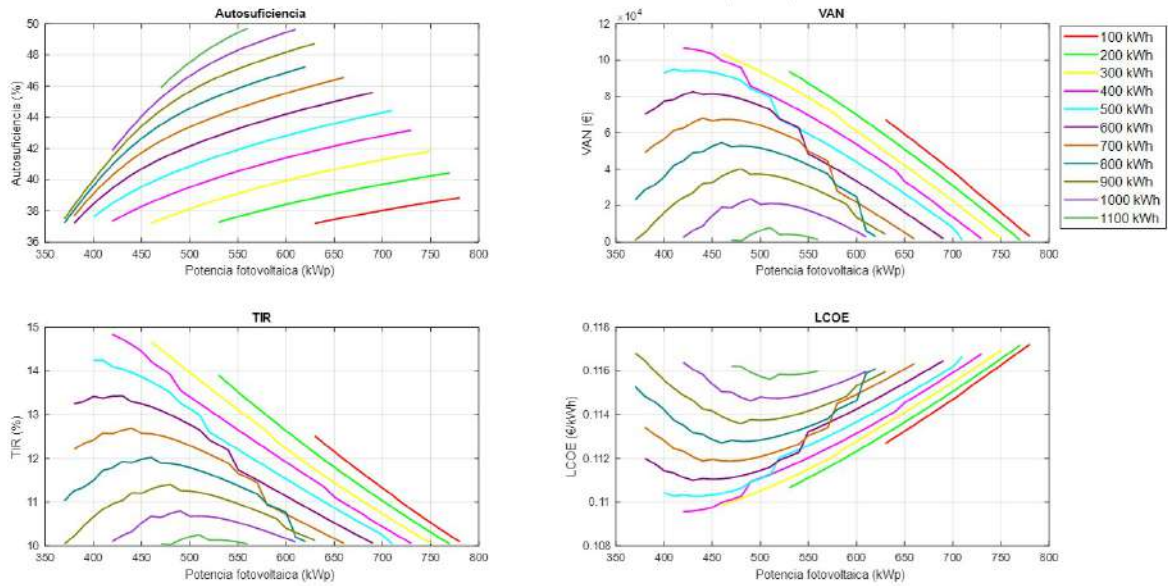
Resultados con baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1TD - Bilbao - Misma potencia pico



Resultados con baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1TD - Madrid - Misma potencia pico



Resultados con baterías - Industria 19 - Tarifa 6.1TD - León - Misma potencia pico



			P	P		P		P	P		P	R
			P	P		P		P			P	

	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	P	
				Z	aP	Z	aP	Z	aP	Z	aP	Z	aP
kP	nd	L	L	i d r h a e L	l d e e a e L	l d i e a p g L	g h n e e a e L	g i d e n a e L					
kP	nd	L	L	k g n e a e L	n n e e a e L	n d k g l a g k L	g l q e e a e L	g n d k k h a p L					
kP	nd	L	L	i e r k a e L	l e e a e L	k d e k a n L	g e n e e a e L	g g d k k a e L					
kP	nd	L	L	i g o n a e L	l d e e a e L	k n h h a p k L	g g a e e a e L	g g o p k a k n L					
kP	nd	L	L	i d l i a e L	l d e e a e L	k p p g a k L	g g n e e a e L	g h d g g a e L					
kP	nd	L	L	i d p k a e L	l d e e a e L	k r h l a r L	g g q e e a e L	g h n h k a k i L					
kP	nd	L	L	i d r h a e L	l d e e a e L	k r i o a h k L	g g q e e a e L	g h n l k a h o L					
kP	nd	L	L	k g n e a e L	n n e e a e L	n e l l a g e L	g k q e e a e L	g l d g r a r L					
kP	ndk	L	L	i d h e a e L	l d e e a e L	l d i p a k L	g h n e e a e L	g i d k g a i L					
kP	ndk	L	L	i d i p a p L	l d e e a e L	l d k l a i p L	g i d e e a e L	g i q g l a p e L					
kP	ndk	L	L	i o e p a e L	l q e e a e L	l q o h a p L	g k d e e a e L	g k r e e a k L					
kP	ndk	L	L	i o g p a e L	l q e e a e L	l q p p a e L	g k d e e a e L	g k r i p a g L					
kP	ndk	L	L	i o h e a e L	l q e e a e L	l q r e a k L	g k d e e a e L	g k r k l a o k L					
kP	ndk	L	L	k p h i a e L	o n e e a e L	o n i p a e L	g r d e e a e L	g r d p e a i L					
kP	ndk	L	L	i d h e a e L	l d e e a e L	l e k e a k L	g h e e e a e L	g h o p p a p L					
kP	ndk	L	L	i d i p a p L	l d e e a e L	l d h g r a n h L	g h d e e a e L	g i d h k a r r L					
kP	ndk	L	L	i o e p a e L	l q e e a e L	l o h r a n L	g i n e e a e L	g k d p h a o L					
kP	ndk	L	L	i o g p a e L	n e e e a e L	l o n k i a r i L	g i n e e a e L	g k a g r a k L					
kP	ndk	L	L	i o h e a e L	n e e e a e L	l o n k n a g L	g i n e e a e L	g k a h n a e r L					
kP	ndk	L	L	k p h i a e L	o n e e a e L	o d h g a e L	g p d e e a e L	g p d o n a p g L					
kP	ndk	L	L	i d h e a e L	n n e e a e L	i n r h a r L	o q e e a e L	r d n p a k L					
kP	ndk	L	L	i d i p a p L	n q e e a e L	i q h i a n L	p d e e a e L	r o e g a r L					
kP	ndk	L	L	i o e p a e L	o d e e a e L	k q h k a g k L	r e e e a e L	g e d k n i a e L					
kP	ndk	L	L	i o g p a e L	o d e e a e L	k q i k a p h L	r e e e a e L	g e d k r e a n p L					
kP	ndk	L	L	i o h e a e L	o d e e a e L	k q i n a o g L	r e e e a e L	g e d k r l a k p L					
kP	ndk	L	L	k p h i a e L	r d e e a e L	l d n k a g h L	g h d e e a e L	g i n e r a n g L					
kP	ndk	L	L	i d h e a e L	l d e e a e L	l o g l g a p o L	g g q e e a e L	g i o e g a g h L					
kP	ndk	L	L	i d i p a p L	l d e e a e L	l d i l a e h L	g h d e e a e L	g i d i l a o p L					
kP	ndk	L	L	i o e p a e L	l q e e a e L	l o l i a p h L	g i d e e a e L	g k d r p a k L					
kP	ndk	L	L	i o g p a e L	l q e e a e L	l o n p a o g L	g i d e e a e L	g k n i n a g i L					
kP	ndk	L	L	i o h e a e L	l q e e a e L	l o o g a l L	g i d e e a e L	g k n k h a p h L					
kP	ndk	L	L	k p h i a e L	o n e e a e L	o d k p i a o p L	g p d e e a e L	g p r p o a i L					
kP	ndk	L	L	i d h e a e L	l d e e a e L	k q n h a i L	g g a e e a e L	g h i i o a h L					
kP	ndk	L	L	i d i p a p L	l n e e a e L	l e i l a e L	g g d e e a e L	g h o o n a g g L					
kP	ndk	L	L	i o e p a e L	n e e e a e L	l d i e a p r L	g h d e e a e L	g i o o r a e i L					
kP	ndk	L	L	i o g p a e L	n e e e a e L	l d k k a r l L	g h n e e a e L	g i o p g k a o e L					
kP	ndk	L	L	i o h e a e L	n e e e a e L	l d k k o a k k L	g h n e e a e L	g i o p h a e g L					
kP	ndk	L	L	k p h i a e L	o q e e a e L	o e n i a o n L	g o a e e a e L	g o r h g a p p L					
l P	ng	L	L	g n k a e L	h g e a e L	h h g a r L	l g e a e L	l g g a p n L					
l P	ng	L	L	g n k a e L	h g e a e L	h h g a p n L	l g e a e L	l g h a k p L					
l P	ng	L	L	g o i a g e L	h h e a e L	h i i a g o L	l k e a e L	l i p a n h L					

P P
P
P P
P R

P P
P
P
P

	P	P	P	P	P	P	P	P	P	
			Z	aP	Z	aP	Z	aP	Z	aP
1 P	ng	L	L	gokanhL	hheæeL	hi l ahhL	ll eæeL	l ki a l L		
1 P	ng	L	L	gol a i L	hheæeL	hi nagpL	ll eæeL	l kl a nL		
1 P	ng	L	L	hknæeL	i geæeL	i i hã pL	oreæeL	onpãhL		
1 P	ng	L	L	gnkã eL	hgeæeL	hghã eL	kreæeL	kreankL		
1 P	ng	L	L	gnkæeL	hgeæeL	hghãhL	kreæeL	kr gahi L		
1 P	ng	L	L	goi æeL	hheæeL	hhi a l gL	l heæeL	l gnãr L		
1 P	ng	L	L	gokanhL	hi eæeL	hhl a kL	l heæeL	l heaphL		
1 P	ng	L	L	gol a i L	hi eæeL	hlnã pL	l heæeL	l hhar kL		
1 P	ng	L	L	hknæeL	i heæeL	i gpæeL	ol eæeL	oi nakgL		
1 P	ng	L	L	gnkã eL	hl eæeL	gl l angL	i geæeL	i l rakl L		
1 P	ng	L	L	gnkæeL	hl eæeL	gl l aæeL	i geæeL	i l rapr L		
1 P	ng	L	L	goi æeL	hneæeL	gni a kL	i i eæeL	i opãkL		
1 P	ng	L	L	gokanhL	hoeæeL	gnl a pL	i i eæeL	i pgã nL		
1 P	ng	L	L	gol a i L	hoeæeL	gnl a pL	i keæeL	i pi a ggL		
1 P	ng	L	L	hknæeL	i oeæeL	hi i a l L	kreæeL	l i r a eL		
1 P	ng	L	L	gnkã eL	hgeæeL	hgoã eL	kpeæeL	l egãr L		
1 P	ng	L	L	gnkæeL	hgeæeL	hgoã nL	kpeæeL	l ehã eL		
1 P	ng	L	L	goi æeL	hheæeL	hhpã kL	l geæeL	l hoã eL		
1 P	ng	L	L	gokanhL	hheæeL	hi eã kL	l geæeL	l i hã kL		
1 P	ng	L	L	gol a i L	hheæeL	hi gã r L	l geæeL	l i ka eL		
1 P	ng	L	L	hknæeL	i geæeL	i hl a pL	okeæeL	ol har L		
1 P	ng	L	L	gnkã eL	hgeæeL	heka r gL	kl eæeL	koi a kL		
1 P	ng	L	L	gnkæeL	hgeæeL	hel a gnL	kl eæeL	koi a hL		
1 P	ng	L	L	goi æeL	hheæeL	hgl a ni L	koæeL	kr pãr L		
1 P	ng	L	L	gokanhL	hi eæeL	hgoã hL	kpeæeL	l ehã nL		
1 P	ng	L	L	gol a i L	hi eæeL	hgpã eL	kpeæeL	l eka eL		
1 P	ng	L	L	hknæeL	i heæeL	i eoa nL	nreæeL	ogeã kL		
1 P	nd	L	L	gdgi a eL	gneeæeL	gnpr a gkL	i meeæeL	i onpã i L		
1 P	nd	L	L	gdhkoã eL	gneeæeL	gwoi naonL	i qeeæeL	i oogã ki L		
1 P	nd	L	L	gdphã eL	gneeæeL	gwpãr kL	kseeæeL	i qonã kL		
1 P	nd	L	L	gdri a eL	gpeeæeL	gpeã d i L	kseeæeL	i a r a r eL		
1 P	nd	L	L	gdrr a eL	gpeeæeL	gper a hL	kseeæeL	i a hã i kL		
1 P	nd	L	L	gnl oa eL	hdheæeL	hi eoa kL	l dheæeL	l egeã i L		
1 P	nd	L	L	gdgi a eL	gneeæeL	gngr a ggL	i meeæeL	i d gl a r l L		
1 P	nd	L	L	gdhkoã eL	gneeæeL	gnmkaol L	i meeæeL	i ongl a nL		
1 P	nd	L	L	gdphã eL	gpeeæeL	gwoeã i L	i qeeæeL	i ogl a kL		
1 P	nd	L	L	gdri a eL	gpeeæeL	gohl a pL	i qeeæeL	i oã oã eL		
1 P	nd	L	L	gdrr a eL	gpeeæeL	gwoi kã hL	i qeeæeL	i onl a kL		
1 P	nd	L	L	gnl oa eL	hdheæeL	hdggã eL	kpeeæeL	kpeãr L		
1 P	nd	L	L	gdgi a eL	gpeeæeL	ggpnã pL	hdkeæeL	hd ol a pi L		
1 P	nd	L	L	gdhkoã eL	gpeeæeL	gdhgr a hL	hdkeæeL	hã kpã kL		

				^P ^P	^P	^P ^P	^P ^R
			^P	^P	^P	^P	

	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P
			^P	^P	^P	^P	^P	^P
			^P	^P	^P	^P	^P	^P
			^Z	^{aP}	^Z	^{aP}	^Z	^{aP}
uP	ndh	L	L	gnl oá eL	hkeææL	gd keáhoL	i deææL	i dhká eL
uP	ndh	L	L	gdhgi áeL	gneeæL	gd oi æpL	i deææL	i á gi ákL
uP	ndh	L	L	gdhkoáeL	gneeæL	gngoáki L	i deææL	i denaphL
uP	ndh	L	L	gdhphæL	gneeæL	gmnhárl	i deææL	i d egi áL
uP	ndh	L	L	gdhri áeL	gneeæL	gmonapL	i deææL	i d i gæL
uP	ndh	L	L	gdhrr á eL	gneeæL	gmpkáohL	i deææL	i d kpá nL
uP	ndh	L	L	gnl oá eL	hæææL	hgkpar hL	kdeææL	kd hná gL
uP	ndh	L	L	gdhgi áeL	gneeæL	gd kparL	i æææL	i ghoákl L
uP	ndh	L	L	gdhkoáeL	gneeæL	gd hnánL	i æææL	i dgl ángL
uP	ndh	L	L	gdhphæL	gneeæL	gd nræL	i deææL	i á ekapL
uP	ndh	L	L	gdhri áeL	gneeæL	gd phæL	i deææL	i á i i apL
uP	ndh	L	L	gdhrr á eL	gneeæL	gd reágoL	i deææL	i á kr áeL
uP	ndh	L	L	gnl oá eL	hdeææL	hæhpá gL	kdeææL	kdhoháhoL
uP	ndá	L	L	i ærkáeL	i qææL	i ær pákL	r æææL	r gona l l L
uP	ndá	L	L	i gonæL	i qææL	kgekáerL	r deææL	r dgpá kL
uP	ndá	L	L	i á li áeL	kæææL	ká i i á rL	r qææL	r ækl áhhL
uP	ndá	L	L	i á pkæL	kæææL	ká ohápoL	geæææL	geæil á oL
uP	ndá	L	L	i á rhæL	kæææL	ká pi áhL	geæææL	geælr ærL
uP	ndá	L	L	kgneæL	l æææL	l á ol áni L	ghæææL	ghá i nanhL
uP	ndá	L	L	i ærkáeL	i qææL	i qi hápnL	pæææL	pærnærL
uP	ndá	L	L	i gonæL	kæææL	i æri ári L	r æææL	r æhpækL
uP	ndá	L	L	i á li áeL	kdeææL	kgl i á gL	r deææL	r d i háppL
uP	ndá	L	L	i á pkæL	kdeææL	kgr gá oL	r æææL	r ægr á eL
uP	ndá	L	L	i á rhæL	kdeææL	kdegakpL	r æææL	r ækhækL
uP	ndá	L	L	kgneæL	l deææL	l gl háonL	ghæææL	ggphl ákL
uP	ndá	L	L	i ærkáeL	kæææL	hæpææL	næææL	ndkkági L
uP	ndá	L	L	i gonæL	kæææL	hæphæL	næææL	nængkænL
uP	ndá	L	L	i á li áeL	kqææL	i æki áhL	ndæææL	næpi á gL
uP	ndá	L	L	i á pkæL	l æææL	i æoæpæL	næææL	oækoáhhL
uP	ndá	L	L	i á rhæL	l æææL	i æopænL	næææL	oæni áppL
uP	ndá	L	L	kgneæL	næææL	i æokæpL	pdeææL	pæni áhl L
uP	ndá	L	L	i ærkáeL	i qææL	i ægoæL	pæææL	pæreá nL
uP	ndá	L	L	i gonæL	i qææL	kæheá gL	pqæææL	r dhhoankL
uP	ndá	L	L	i á li áeL	kæææL	kdhkl áol L	r deææL	r æki ánl L
uP	ndá	L	L	i á pkæL	kdeææL	kdhpkáhl	r deææL	r qi gá oL
uP	ndá	L	L	i á rhæL	kdeææL	kdhká oL	r deææL	r ql l áhL
uP	ndá	L	L	kgneæL	l æææL	l dhnanpL	ghæææL	ghæpná pL
uP	ndá	L	L	i ærkáeL	kæææL	i æroá i L	pæææL	pdkpl á pL
uP	ndá	L	L	i gonæL	kæææL	i ærl áhL	pdeææL	pæer áol L
uP	ndá	L	L	i á li áeL	kdeææL	kæoákoL	pqæææL	r ægr næpæL
uP	ndá	L	L	i á pkæL	kdeææL	kæki áorL	pqæææL	r dhpeágoL

				^P	^P		^P	^P		^P	^P	^P	^R
				^P	^P		^P	^P		^P	^P	^P	^R

	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	^P	
				^Z	^{aP}	^Z	^{aP}	^Z	^{aP}	^Z	^{aP}	^Z	^{aP}	
koP	ndh	L	L	gdphæeL	hdæeæeL	hçgl	nâ oL	l	dæeæeL	l	dkknagl	L		
koP	ndh	L	L	gdri dæeL	hdæeæeL	hçgol	âkgL	l	dæeæeL	l	dri ai	L	L	
koP	ndh	L	L	gdrr â eL	hdæeæeL	hçgpl	aoL	l	dæeæeL	l	d gr ankL	L		
koP	ndh	L	L	gnl oâ eL	hçpæeæeL	hçpoa	æeL	n	çpæeæeL	o	çkeær	L	L	
koP	ndh	L	L	gdgi dæeL	hdæeæeL	gr	hnâ eL	k	næeæeL	k	çnkahL	L		
koP	ndh	L	L	gdhkoæeL	hdæeæeL	gr	peæeL	k	çpæeæeL	l	çegæonL	L		
koP	ndh	L	L	gdphæeL	hdæeæeL	hæi	l â kL	k	çpæeæeL	l	çkeær	L	L	
koP	ndh	L	L	gdri dæeL	hdæeæeL	hæi	l â hL	k	çpæeæeL	l	çpl æeL	L		
koP	ndh	L	L	gdrr â eL	hdæeæeL	hæni	ægL	l	çæeæeL	l	çer æpnL	L		
koP	ndh	L	L	gnl oâ eL	i	çæeæeL	hni	gaki	L	n	çkæeæeL	n	çkl â l L	
koP	nâ	L	L	i çerkæeL	l	çkæeæeL	l	çhopæeL	g	k	dæeæeL	g	k	çpi ækL
koP	nâ	L	L	i çgonæeL	l	çæeæeL	l	çkgoæeL	g	k	næeæeL	g	k	næd gL
koP	nâ	L	L	i çli æeL	n	çæeæeL	l	çheæonL	g	l	næeæeL	g	l	çkpe â hL
koP	nâ	L	L	i çpkæeL	n	çæeæeL	l	çohangL	g	l	næeæeL	g	l	nheanL
koP	nâ	L	L	i çrhæeL	n	çæeæeL	l	çpnâhL	g	l	çpæeæeL	g	l	n l oâ pL
koP	nâ	L	L	kgneæeL	o	dæeæeL	o	er nâ nL	g	p	næeæeL	g	r	dheanL
koP	nâ	L	L	i çerkæeL	l	çkæeæeL	l	çel r æl L	g	i	dæeæeL	g	i	nrgani L
koP	nâ	L	L	i çgonæeL	l	çæeæeL	l	çgri æoL	g	i	næeæeL	g	k	æ l hanpL
koP	nâ	L	L	i çli æeL	n	çæeæeL	l	çkpi â oL	g	k	næeæeL	g	k	çpi pæ eL
koP	nâ	L	L	i çpkæeL	n	çæeæeL	l	d i i âhpL	g	k	næeæeL	g	k	çroi ægL
koP	nâ	L	L	i çrhæeL	n	çæeæeL	l	d knâ nL	g	k	çpæeæeL	g	l	çepækgL
koP	nâ	L	L	kgneæeL	o	dæeæeL	n	çpæhægL	g	p	næeæeL	g	p	çkenâ kL
koP	nâ	L	L	i çerkæeL	n	çkæeæeL	i	çenæpL	r	çæeæeL	g	ç	çei eanL	
koP	nâ	L	L	i çgonæeL	n	çpæeæeL	i	çkæd rL	r	dæeæeL	g	d	r l æpL	
koP	nâ	L	L	i çli æeL	o	çæeæeL	k	çgoâ kL	g	çæeæeL	g	ç	çpææpL	
koP	nâ	L	L	i çpkæeL	o	dæeæeL	k	çli æl L	g	çæeæeL	g	ç	çnr æhL	
koP	nâ	L	L	i çrhæeL	o	dæeæeL	k	çeni â kL	g	çæeæeL	g	ç	çr l â l L	
koP	nâ	L	L	kgneæeL	p	çpæeæeL	k	çpi â kL	g	h	çpæeæeL	g	i	çkçapoL
koP	nâ	L	L	i çerkæeL	l	çkæeæeL	l	çgogægL	g	i	dæeæeL	g	i	çr r kâ kL
koP	nâ	L	L	i çgonæeL	l	çæeæeL	l	çi eoærL	g	i	næeæeL	g	k	ç ni â oL
koP	nâ	L	L	i çli æeL	l	çpæeæeL	l	çkæpL	g	k	dæeæeL	g	l	çgnâ nL
koP	nâ	L	L	i çpkæeL	l	çpæeæeL	l	çnl l ængL	g	k	næeæeL	g	l	çi e kæl L
koP	nâ	L	L	i çrhæeL	l	çpæeæeL	l	çmpær pL	g	k	næeæeL	g	l	çi kehi L
koP	nâ	L	L	kgneæeL	o	dæeæeL	n	çr l hâ i L	g	p	næeæeL	g	p	ççgi ækL
koP	nâ	L	L	i çerkæeL	l	çkæeæeL	k	çpçgi nL	g	h	dæeæeL	g	i	dhepari L
koP	nâ	L	L	i çgonæeL	l	çæeæeL	l	çgeæpL	g	h	çpæeæeL	g	i	d l oahl L
koP	nâ	L	L	i çli æeL	n	çæeæeL	l	çdreæhL	g	i	næeæeL	g	k	ç gl â nL
koP	nâ	L	L	i çpkæeL	n	çæeæeL	l	çi pæheL	g	i	çpæeæeL	g	k	çkçl ægi L
koP	nâ	L	L	i çrhæeL	n	çæeæeL	l	çi leæphL	g	i	çpæeæeL	g	k	çkçor æhpL
koP	nâ	L	L	kgneæeL	o	dæeæeL	n	çnhâ i L	g	o	næeæeL	g	o	çol oangL
koP	ndk	L	L	i çheæeL	l	çpæeæeL	l	çgoæhkL	g	k	çpæeæeL	g	l	çi çpâ oL

Bibliografía

- [1] Eurostat, Portal de estadísticas de la Unión Europea, Consumo final de Energía por sectores, Documento accesible en: <https://data.europa.eu/data/datasets/vrjbnpjpeaowlunrht6tg?locale=es>.
- [2] J. Donoso, P. Sánchez Molina, y Equipo UNEF, Forjando la transformación hacia la sostenibilidad, Informe Anual UNEF 2024, Unión Española Fotovoltaica (España), Septiembre 2024, Documento en formato PDF accesible por internet en la dirección: <https://www.unef.es/es/recursos-informes>.
- [3] Solargis - Free Maps and GIS Data, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=spain>.
- [4] IDAE - Proyectos Innovadores de Almacenamiento Energético Híbrido, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://www.idae.es/ayudas-y-financiacion/proyectos-innovadores-de-almacenamiento-energetico-hibrido-con>.
- [5] Boletín Oficial del Estado, Actualización del PNIEC 2023-2030, septiembre 23, 2024, Documento en formato PDF accesible por internet en la dirección: <https://www.boe.es/boe/dias/2024/09/23/pdfs/BOE-A-2024-19048.pdf>.
- [6] Bellinguer, K., Girard, R., Bocquet, A. y Chevalier, A., ELMAS: a one-year dataset of hourly electrical load profiles from 424 French industrial and tertiary sectors, *Scientific Data*, Vol. 10, N^o 686, Octubre, 2023.
- [7] Elsevier, Scopus - Abstract and citation database, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://www.scopus.com>.
- [8] HOMER Energy, HOMER: Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://homerenergy.com>.
- [9] PVSyst, PVSyst: Software for photovoltaic system analysis and simulation, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://www.pvsyst.com/>.
- [10] NREL, System Advisor Model (SAM), Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://sam.nrel.gov/>.
- [11] s.f. DataDis, DataDis: Plataforma de datos de consumo eléctrico, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://datadis.es/>.

-
- [12] Seim, S., Hubertus, D., Wu, Q., Held, M., Verwiebe, P. y Müller-Kirchenbauer, J., Regression-based electricity load profiles of 32 industrial and commercial subsectors in Germany, *Working Paper Energie und Ressourcen*, Marzo, 2021.
- [13] Braeuer, F., Load profile data of 50 industrial plants in Germany for one year, *Dataset on Zenodo*, Junio, 2020. Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://zenodo.org/records/3899018>.
- [14] Douglas C. Montgomery and George C. Runger. *Applied Statistics and Probability for Engineers*. John Wiley & Sons, 2010.
- [15] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Estadística de consumo energético en la industria (anual), Documento accesible en: <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/publicaciones/estadistica-de-consumo-energetico-en-la-industria-anual.html>.
- [16] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), “Boletín de Indicadores Eléctricos, IS/DE/012/24, CNMC (España), Abril 2024, Documento en formato PDF accesible por internet en la dirección: https://www.cnmc.es/listado/sucesos_energia_mercado_electrico_informes_de_seguimiento/block/250.
- [17] CNMC, Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad, Boletín Oficial del Estado (BOE), Enero 2020, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066>.
- [18] Censolar, Legislación Fotovoltaica 2021, Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-2021/>.
- [19] BOE, Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, Boletín Oficial del Estado (BOE), Diciembre 2013, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13645>.
- [20] BOE, Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Boletín Oficial del Estado (BOE), Agosto 2002, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2002-18099>.
- [21] Helioesfera, Instalación fotovoltaica aislada: qué es y cómo funciona, Helioesfera, Documento accesible en: <https://www.helioesfera.com/instalacion-fotovoltaica-aislada/>.
- [22] Global Electricity, Instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red eléctrica, Global Electricity Blog, Septiembre 2013, Documento accesible en: <https://globalelectricity.wordpress.com/2013/09/30/instalaciones-fotovoltaicas-conectadas-a-la-red-electrica/>.
- [23] BOE, Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, Boletín Oficial del Estado (BOE), Noviembre 2011, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2011-19242>.

- [24] BOE, Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, Boletín Oficial del Estado (BOE), Junio 2014, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-6123>.
- [25] BOE, Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, por el que se regulan el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, Boletín Oficial del Estado (BOE), Diciembre 2020, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-17278>.
- [26] BOE, Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, Boletín Oficial del Estado (BOE), Enero 2021, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-904>.
- [27] IDAE, Guía profesional de tramitación del autoconsumo, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Documento accesible en: <https://www.idae.es/publicaciones/guia-profesional-de-tramitacion-del-autoconsumo>.
- [28] Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2012-15649>.
- [29] BOE, Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, Boletín Oficial del Estado (BOE), Abril 2019, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-5089>.
- [30] Ilumin, Sistema fotovoltaico conectado a la red: On-Grid interactivo, Ilumin Online, Documento accesible en: <https://ilumin.online/sistema-fotovoltaico-conectado-a-la-red-on-grid-interactivo/>.
- [31] Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Documento en formato HTML accesible por internet en la dirección: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2000-24019>.
- [32] BOE, Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40: Instalaciones generadoras de baja tensión, en Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: https://industria.gob.es/Calidad-Industrial/seguridadindustrial/instalacionesindustriales/baja-tension/Documents/bt/Guia_bt_40_sep13R1.pdf.
- [33] Frank J. Fabozzi and Pamela P. Peterson. *The Basics of Finance: An Introduction to Financial Markets, Business Finance, and Portfolio Management*. John Wiley & Sons, Hoboken, NJ, 2003.
- [34] K. Branker, M. J. M. Pathak, and J. M. Pearce. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9):4470–4482, 2011.

- [35] BOE, Resolución de 30 de junio de 2023, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los precios de comercialización del mercado regulado (PVPC), Julio 2023, Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2023-14048>.
- [36] Som Energia, *Explicación de la Tarifa Indexada para Entidades y Empresas*, Documento accesible en: https://www.somenergia.coop/documentacio_EiE/ES_EiE_Explica_Tarifa%20Indexada%20para%20Entidades%20y%20Empresas_Som%20Energia.pdf.
- [37] Red Eléctrica de España, *Glosario*, Documento accesible en: <https://www.ree.es/es/glosario>.
- [38] Orden TED/113/2024, de 1 de febrero, por la que se establecen los valores de los cargos del sistema eléctrico para el año 2024, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-2774.
- [39] Real Decreto 1183/2021, de 29 de diciembre, por el que se regula el acceso y la conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21794>.
- [40] Circular 4/2021, de 29 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21208>.
- [41] Resolución de 21 de diciembre de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2024, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-26251.
- [42] BOE, Ley 38/1992, de Impuestos Especiales, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-1992-28741>.
- [43] Cambio Energético, Curva del pato: Cómo afecta a tu factura de la luz, disponible en: <https://www.cambioenergetico.com/blog/curva-pato-factura-luz/>.
- [44] Código Técnico de la Edificación (CTE), Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, documento accesible en: <https://www.codigotecnico.org/>.
- [45] Zonas climáticas en España según el CTE, artículo publicado en CaloryFrio.com, documento accesible en: <https://www.caloryfrio.com/calefaccion/zonas-climaticas-espana-segun-cte.html>.
- [46] PVGIS: Photovoltaic Geographical Information System, herramienta desarrollada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea, accesible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/.
- [47] PVWatts Calculator, herramienta desarrollada por el National Renewable Energy Laboratory (NREL), accesible en: <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>.

-
- [48] JA Solar. 470w mbb half-cell module - jam72s20 445-470/mr series. Ficha técnica del módulo fotovoltaico JA Solar, documento accesible en: <https://autosolar.es/panel-solar-24-voltios/panel-ja-solar-450w-24v-monocristalino-perc>.
- [49] Sunfer Energy, información disponible en: <https://sunferenergy.com/>.
- [50] Sandi Electric, información disponible en: <https://www.sandielectric.com/>.
- [51] Enerclíc, información disponible en: <https://enerclíc.es/>.
- [52] Generador de Precios, información disponible en: <https://generadordeprecios.info/>.
- [53] BOE, Ley de Contratos del Sector Público, disponible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2017-12902>.
- [54] Bastien Myttenaere, Boris Golden, Benoît Le Grand, and Fabrice Rossi. Mean absolute percentage error for regression models. *Neurocomputing*, 2016.
- [55] Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2014-10517>.
- [56] Orden TED/268/2024, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de ahorro energético, el cumplimiento mediante Certificados de Ahorro Energético y la aportación mínima al Fondo Nacional de Eficiencia Energética para el año 2024, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-5841.
- [57] Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad: Año 2022 y avance 2023 de la cnmc. Documento accesible en: <https://www.cnmc.es/sites/default/files/2023-InformeMercados2022.pdf>.
- [58] Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, Boletín Oficial del Estado (BOE), Documento accesible en: <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2004-4214>.

