



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA
IMPLANTACIÓN DE MICRO REDES EN
ESPAÑA.
CONSIDERACIONES TÉCNICAS,
REGULATORIAS Y ECONÓMICAS**

Autor: Mónica López-Tafall Criado
Director: Eugenio Guelbenzu Michelena

Madrid
Julio 2018

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor Dña. Mónica López-Tafall Criado DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: Análisis de la viabilidad de la implantación de micro redes en España. Consideraciones técnicas, regulatorias y económicas, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 09 de Julio de 2018

ACEPTA



Fdo. MÓNICA LÓPEZ -TAFALL CRIADO

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

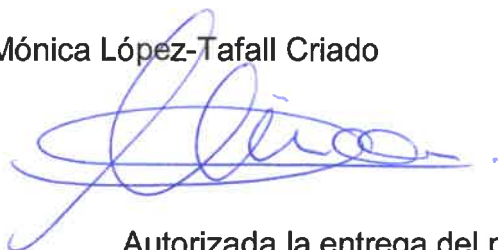
Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis de la viabilidad de implantación de micro redes en España.
Consideraciones técnicas, económicas y regulatorias.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso
académico **2017-2018** es de mi autoría, original e inédito y no ha sido
presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha
sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Mónica López-Tafall Criado

Fecha: 09 / 07 / 18



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: Eugenio Guelbenzu Michelena,

Fecha: 09 / 07 / 18




ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA IMPLANTACIÓN DE MICRO REDES EN ESPAÑA. CONSIDERACIONES TÉCNICAS, REGULATORIAS Y ECONÓMICAS

Autor: López-Tafall Criado, Mónica

Director: Guelbenzu Michelena, Eugenio

Entidad Colaboradora: Acciona Energía, S.A.

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

La preocupación medioambiental, el cambio en los hábitos de consumo e intereses de los consumidores, el aumento anual de la demanda eléctrica y el reto que supone la electrificación de zonas rurales o aisladas, entre otros, está provocando un cambio en el paradigma de generación y consumo eléctrico, dando lugar a una creciente tendencia a la descentralización del sector eléctrico. Este proceso es posible gracias a la aparición de nuevas tecnologías de generación renovable, apoyadas crecientemente por sistemas de acumulación que permiten flexibilizar y optimizar el uso de recursos renovables, facilitando su adopción en una diversificada variedad de localizaciones y tipologías de proyectos.

A nivel europeo esta tendencia se refuerza por la estrategia de la Unión Europea, que ha definido una serie de objetivos para 2020, 2030, y 2050 en materia energética y preocupación medioambiental. En esta línea regulatoria, que busca un crecimiento “inteligente, sostenible e inclusivo”, son clave medidas específicas en el sector energético orientadas a una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, así como al incremento de la penetración de renovables en el mix de generación y la mejora de la eficiencia energética.

Si bien el sistema eléctrico tradicional ha cubierto eficazmente las necesidades energéticas en el pasado, su naturaleza centralizada, su forma de operación y su gran inercia al cambio dificultan enormemente la integración de los cambios requeridos para cumplir con los objetivos de renovación energética. Es por ello que, desde el marco regulatorio, se esté promoviendo el uso de nuevas formas de generación, gestión y consumo, con el fin de allanar el camino hacia un horizonte energético sostenible y descarbonizado.

Más allá del autoconsumo, las redes inteligentes y la generación distribuida en sí misma, las micro redes han comenzado a hacerse un hueco en el mercado, actuando a modo nexo entre el sistema convencional y el modelo energético de futuro. El uso de micro redes podría dar respuesta a la demanda de núcleos residenciales, comerciales, industriales, etc. por medio del uso de recursos de generación distribuidos, basados en el aprovechamiento

de recursos renovables y ubicados cerca de las cargas, respaldados generalmente por instalaciones de baterías y gestionadas de forma inteligente para integrar de forma eficiente el comportamiento de los consumidores. Estas micro redes permiten operar o no en combinación con la red general, a ojos de la cual se comportan como un nodo más, tanto consumidor como generador.

El presente Proyecto de Fin de Grado busca hacer una revisión de los factores técnicos, económicos y regulatorios que definen una micro red, poniendo especial énfasis en el ámbito europeo y, más concretamente, atendiendo a la situación legal del autoconsumo en España.

Metodología

El punto de partida del proyecto ha sido un ejercicio de prospectiva regulatoria y técnica de las micro redes en la actualidad. Se explica qué son, qué tecnologías están disponibles y, para España, la regulación aplicable. También se han estudiado diversas tecnologías de almacenamiento. Para todo ello se ha contado con la experiencia de la empresa ACCIONA, así como con la dirección por parte del director del proyecto.

A partir de esa base, el estudio plantea el diseño de una micro red en una comunidad de vecinos en Madrid. Posteriormente se analizan las ventajas y rentabilidad de dicho proyecto en comparación con la situación actual de la urbanización.

Inicialmente se identifica la distribución de consumos de la urbanización, tanto de las viviendas, como los propios de los garajes, iluminación de bloque y alumbrado exterior para poder disponer de curvas de consumo medias diarias por meses.

Una vez se dispone de estos datos, se procede al dimensionamiento de la instalación fotovoltaica y de almacenamiento que deberá de dar suministro a cada uno de los bloques de viviendas que conforman la urbanización.

Para ello se plantean tres escenarios de cobertura de la demanda del 50, 80 y 100% y además el diseño de la instalación se dimensiona para tres meses distintos, febrero, abril y octubre, en los cuales la demanda de la urbanización es similar a la que se podría obtener en un año completo, y que además permiten reflejar cierto impacto de la estacionalidad sobre el dimensionamiento de la instalación. Así, se obtienen un total de nueve casos que serán evaluados en función del escenario de cobertura y mes de dimensionamiento. La instalación variará, tanto en equipos como en respuesta a lo largo del año, con lo cual se consigue no solo identificar el diseño más interesante desde el punto de vista de cobertura de la demanda, si no qué mes de diseño consigue una mejor respuesta anual de la instalación en términos económicos.

Identificado el tipo y número de equipos necesarios en cada caso, es posible realizar los balances de generación y consumo tanto de la red general como de la instalación de autoconsumo, aplicando sobre ello los cargos de tarifa eléctrica de aplicación, los cargos regulados por energía autoconsumida (definidos en el RD 900/2015) y estimando el

beneficio percibido por la venta de excedentes a la red en aquellos casos en los cuales se disponga de ellos.

Para cada caso se hace una estimación de la inversión necesaria y, junto con los flujos de caja anuales correspondientes a los 15 años de vida estimados del proyecto, se realiza un estudio económico mediante el cual se pretende identificar el caso más interesante desde un punto de vista económico. También se describen los problemas que puedan limitar la implantación de este tipo de proyectos, siempre sin olvidar la importancia de la regulación a la que se encuentran supeditados este tipo de proyectos.

Resultados

A continuación, el estudio realizado presenta los resultados de estos escenarios. Para ello, el estudio económico del presente proyecto se hace considerando un periodo de estudio de 15 años y una tasa de descuento del 4%.

Para todos los casos estudiados se hace además un análisis de sensibilidad en el cual se estudia el efecto sobre la viabilidad de los proyectos de aplicar el peaje de respaldo o “impuesto al sol” que tanta polémica ha levantado desde que, en 2015, se aprobara el Real Decreto sobre autoconsumo en España.

En todos los casos estudiados se define que los datos económicos más interesantes se obtienen para los proyectos en los que se contempla una cobertura de la demanda del 50% y, en términos generales los diseños de instalación realizados para el mes de octubre, tanto en los casos de aplicación del peaje de respaldo como si se prescindiera de dicho cargo.

De entre todas simulaciones realizadas, la que estima una mayor rentabilidad para el inversor es la correspondiente al mes base de octubre para un 50% de cobertura de la demanda, sin considerar impuesto de respaldo, con el cual se obtiene un VAN de 298.441,50 € a 15 años y una tasa de descuento del 4%, así como una TIR del 11,22 %. Por el contrario, el caso más desfavorable sería el del caso 3 (100% de cobertura) correspondiente al mes base de febrero, tanto si se considera o no el efecto del impuesto al sol, ya que no se consigue un VAN positivo a 15 años, previsiblemente debido a la elevada inversión.

Las simulaciones correspondientes al caso 2 (80% de cobertura de la demanda) arrojan resultados que, con una reducción de la inversión inicial, podrían suponer la opción óptima al conseguir el mayor compromiso coste-beneficio y un porcentaje de cobertura de la demanda considerable por medio de la instalación de autoconsumo. De entre ellas, el caso más favorable sería el correspondiente al mes de diseño de octubre, sin efecto del peaje de respaldo, simulación que cuenta con un VAN de 129.430,09€ y una TIR del 5,44%

El análisis de sensibilidad realizado con relación a la aplicación del peaje de respaldo da una visión muy general de como su aplicación limita de modo muy importante la rentabilidad de los proyectos, especialmente en los casos que se dimensionan para cubrir un 80 y un 100% de la demanda, aumentando el periodo de retorno en 2 años de media.

Este dato es muy relevante en la rentabilidad de los proyectos, y muestra la relevancia de este peaje en el escaso desarrollo de la micro red.

Conclusiones

Hoy por hoy, es complejo predecir cuándo comenzarán a ser interesantes este tipo de proyectos en España. La inestabilidad regulatoria, así como una tendencia continuista hacia el sistema actual no facilitan el acceso a estas soluciones tecnológicas que ya empiezan a abrirse hueco en mercados emergentes y a considerarse en los ya desarrollados. Lo que está claro es que, a nivel residencial, no se presentan aún como alternativas interesantes desde el punto de vista económico, aunque tecnológicamente se haya experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, lo cual ha permitido el desarrollo de un amplio rango de productos con un alto grado de adaptación a los requisitos de la instalación.

Como síntesis, se puede determinar que, si bien aún hay margen de mejora, desde una perspectiva tecnológica sí que se puede hablar de una posibilidad real y viable de llevar a cabo estos proyectos y que respondan eficazmente a las necesidades sociales emergentes. Sin embargo, su implantación real en el mercado dependerá de su atractivo económico que, a su vez, estará muy influido por decisiones regulatorias. En todo caso, la evolución de la tecnología y presión social hacen que el tiempo juegue a su favor.

TECHNICAL, REGULATORY AND ECONOMIC CONSIDERATIONS FOCUSED ON THE VIABILITY OF THE DEPLOYMENT OF MICRO GRIDS IN SPAIN

Author: López-Tafall Criado, Mónica

Director: Guelbenzu Michelena, Eugenio

Collaborating entity: Acciona Energía, S.A.

PROJECT SUMMARY

Introduction

In recent years, a growing trend towards decarbonization of the electric system has aroused, mainly fueled by changes in consumption habits and consumer interests, the need to face annual increase in electricity demand, not-so-recent environmental concern and the and the challenge posed by the electrification of rural or isolated areas, among others, which has led to a change in the paradigm of energy generation, consumption and management.

This process has been proved possible thanks to the emergence of alternative energy generation technologies, increasingly supported by storage systems that make it possible to leverage renewable resources in a more flexible and optimized way, being able to cover a wide range of applications in a variety of locations and projects worldwide.

Changes at European level have already been done, as the European Union has set a series of targets for 2020,2030 and 2050 mainly focused on energy and climate change concerns. As part of this policy, which seeks "intelligent, sustainable and inclusive" growth, specific measures in the energy sector are key, mainly focused on reducing greenhouse gas emissions, increasing the penetration of renewables in the generation mix and improving energy efficiency.

The traditional, centralized power system has been able to cover past energy requirements in an effective manner, however, due to its robustness, it has developed a huge inertia to change and could thusly undergo some complications in order to comply with the proposed energy transition objectives. This is the reason why the regulatory framework is currently developing new policies to incentivize a new outlook of generation and consumption habits, facilitating the path towards a sustainable and decarbonized energy horizon.

Beyond self-consumption, smart grids and distributed generation, in its own right, micro grids have begun to make their way into the market as possible links between the conventional system and the energy model of the future. Micro grids could meet demand of residential, commercial, or industrial centres making use of distributed energy resources, based on renewable generation and battery driven installations, internally managed through automated control systems to efficiently integrate consumer behaviour.

Microgrids can operate both connected to the main grid or island from it, as well as behave as a single consumer or generator entity as related to the system.

Taking all this into consideration, this Bachelor Thesis seeks to conduct a review on technical, economic and regulatory aspects that define micro grids deployment and operation, placing special emphasis on the European level and, more specifically, on the legal situation of self-consumption in Spain.

Methodology

The baseline of the project has been an assessment of the current regulatory and technical aspects of micro grids. It provides an overview of what they are, what technologies are currently available and, for Spain, the corresponding regulatory framework. Also, research has been carried out on storage technologies. ACCIONA's experience and the project director's guidance have been considered in this process.

On this basis, the study approaches the design of a micro grid located in a residential neighborhood in Madrid. The advantages and profitability of this project are then analyzed in comparison with the current status of the neighborhood.

Initially, the consumption distribution of the neighborhood is identified, both in the dwellings and in the garages, as well as the relevant information regarding interior and exterior lighting in order to gather sufficient information to obtain an average daily consumption estimation per month. Once this data is available, the photovoltaic and storage installation is sized to supply each of the housing blocks that make up the development.

To this end, three scenarios are proposed in which different percentages of demand coverage (50, 80 and 100%) are meant to be targeted throughout the operation of the micro grid. At the same time, the installation is sized taking into consideration available solar radiation data from three different months, February, April and October, in which the demand for urbanization is similar. Depending on the coverage scenario and the month of sizing, the installation will vary, both in terms of equipment and in response throughout the year, which allows not only to identify the most interesting case study from the point of view of demand coverage, but also the month of design that achieves the best annual response of the installation in economic terms.

Once the type and number of equipment required in each case has been identified, it is possible to draw up the generation and consumption balances for both the general network and the self-consumption installation, applying the corresponding electricity tariff charges, the regulated charges for self-consumed energy (defined in RD 900/2015) and estimating the perceived benefit from the sale of surpluses to the network in those cases in which they are available.

For each case, an estimate of the necessary investment, together with the annual cash flows corresponding to the estimated 15 years of life of the project, is made in order to carry out an economic study to identify the most interesting case from an economic point

of view. At the same time, problems that may limit the deployment of this type of projects are also described, always bearing in mind importance of the regulation to which this type of project are subject to.

Results

The following study presents the results of these scenarios. For this purpose, the economic study of the presented project is carried out considering a 15-year study period and a discount rate of 4%.

For all the aforementioned scenarios, a sensitivity analysis is also carried out in order to assess the effect on the viability of the project of the so called “Sun Tax”, or “Back up Tax”. Such issue has raised people’s hackles since the approval of the newly introduced regulatory aspects concerning self-consumption installations in 2015.

In a general and initial overlook at the results, it can be said that the most relevant or attractive results from an economic point of view are limited to those cases in which a 50% demand response is considered. More specifically, October-based scenarios yield best result, both considering or not “Back up tax” charge application.

Among all of the simulations carried out, the one with the highest profitability is the one corresponding to the base-month of October for a 50% demand coverage, without considering backup tax charges, with which a NPV of 298,441.50 € at 15 years and a discount rate of 4% is obtained, as well as an IRR of 11.22%. On the contrary, the most unfavorable case would be that of case 3 (100% coverage), corresponding to the base month of February, whether or not the effect of the sun tax is considered, since a positive 15-year NPV is not achieved, foreseeably due to the high required investment.

Through an initial investment reduction, case 2 simulations (80% demand coverage) could yield interesting results. These case scenarios might represent the most optimal option upon achieving the greatest cost-benefit trade-off. Among these, October-sized simulation shows a potential NPV of 129430,09€ and an IRR of 5,44%.

The sensitivity analysis carried out in relation to the application of the backup toll gives a very general view of how its application negatively affects all the cases considered, limiting the profitability of the projects, especially in cases where 80 and 100% of demand is considered, and increasing the return period by an average 2 years, a fact that should not be overlooked since it overturns the declarations that defended the application of this charge and denied any intentional obstacle to the development of consumer facilities in Spain.

Conclusions

At the time being, it isn’t easy to accurately forecast when will this type of initiatives gain interest in the Spanish market.

Regulatory uncertainty, together with a protectionist tendency towards the current system, does not encourage the adoption of these newly technology-enhanced solutions, which have already started to make inroads into emerging markets and already developed ones.

What can be approached with a certain degree of accuracy, from the obtained results in this project, is that residential micro grids do not represent an interesting investment opportunity nowadays due to high initial investment and regulatory restrictions although technologically there has been an exponential growth in recent years, which has allowed the development of a wide range of products with a high degree of adaptation to the requirements of the installation.

To sum up, it can be said that, although there is still room for improvement, from a technological perspective it is possible to speak of a real and viable prospect of carrying out these projects and for them to respond effectively to emerging social needs. However, their actual market deployment will depend on its economic attractiveness, which, in turn, will be strongly influenced by regulatory decisions. In any case, the evolution of technology and social pressure make time run in their favor.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD DE LA
IMPLANTACIÓN DE MICRO REDES EN
ESPAÑA.
CONSIDERACIONES TÉCNICAS,
REGULATORIAS Y ECONÓMICAS**

Autor: Mónica López-Tafall Criado
Director: Eugenio Guelbenzu Michelena

Madrid
Julio 2018

ÍNDICE DE CONTENIDOS

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN	5
1.1. Motivación del proyecto	8
1.2. Objetivos	9
Capítulo 2 EL CONCEPTO DE MICRO RED	11
2.1. Micro redes, Smart Grids y generación distribuida	11
2.2. Antecedentes y motivaciones para su desarrollo	12
Capítulo 3 ESTADO DEL ARTE.....	17
3.1 Especificaciones y consideraciones técnicas.....	17
3.1.1 Clasificación de micro redes.....	17
3.1.2 Componentes de la micro red.....	18
3.1.3 Tecnologías de generación distribuida	21
3.1.4 Tecnologías de almacenamiento	26
3.2 Situación regulatoria	31
3.3 Consideraciones a nivel global.....	35
3.3.1 Proyectos globales y previsiones de crecimiento.....	35
3.3.2 Modelos de negocio más extendidos y emergentes.....	39
Capítulo 4 PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO	43
4.1. Datos de la instalación	43
4.1.1. Ubicación y distribución de la micro red	43
4.1.2. Requisitos de funcionamiento y escenarios considerados	47
4.2. Cálculos para el predimensionamiento	49
4.2.1. Software empleado	49
4.2.2. Obtención datos de partida sistema generación fotovoltaico	51
4.2.2.1. Orientación e inclinación de los paneles	51
4.2.2.2. Cálculo potencia pico instalación.....	52
4.2.2.3. Elección modelo inversor fotovoltaico y estimación de la potencia mínima necesaria.....	53
4.3. Primera aproximación y corrección de déficit de generación.....	55
4.4. Estimación de requisitos de almacenamiento	59
4.4.1. UPS (Uninterruptible power Supply).....	59
4.4.2. SOC (State Of Charge)	61
4.4.3. Potencia de carga y descarga del inversor-cargador.....	63
4.4.4. Elección de los módulos de baterías.....	64
4.5. Elección transformador de aislamiento	64
4.6. Resumen general del diseño de la micro red.....	65
Capítulo 5 ESTUDIO ECONÓMICO	69
5.1. Flujo de caja e inversión.....	69
5.2. Escenario tarifario	71
Capítulo 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
6.1. Resultados.....	75

6.2.	Análisis de los resultados obtenidos.....	79
Capítulo 7	CONCLUSIONES	83
7.1.	Conclusiones sobre la metodología.....	83
7.2.	Conclusiones sobre los resultados.....	83
7.3.	Conclusiones generales sobre el proyecto	84
Capítulo 8	BIBLIOGRAFÍA	87
Capítulo 9	ANEXOS	91
ANEXO I.	DEFINICIÓN DEL CONSUMO ELECTRICO.....	92
A.	Consumo de vivienda	92
B.	Consumo garaje	97
C.	Consumo ascensor.....	98
D.	Consumo iluminación escalera	100
E.	Iluminación exterior de la urbanización	101
F.	CURVA DE CONSUMO POR BLOQUES	101
ANEXO II.	ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA	104
A.	Carga correspondiente a un conjunto de viviendas	104
B.	Carga correspondiente a los servicios generales	105
C.	Carga correspondiente a los garajes	105
D.	Previsión de cargas total.....	106
ANEXO III.	CÁLCULO HORAS SOLARES EQUIVALENTES	107
ANEXO IV.	RESULTADOS SIMULACIÓN.....	109
A.	Primera Simulación. Predimensionamiento	109
B.	Corrección instalación fotovoltaica	118
C.	Equipos de la instalación por bloques	127
ANEXO V.	CATÁLOGO CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS	128
ANEXO VI.	EJEMPLO DETALLE COSTES DE INVERSIÓN	137

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Mapa europeo de pérdidas debidas a T&D. Fuente: [3].....	6
Figura 2.-Detalle de las pérdidas debidas a T&D en España. Fuente: [3].....	6
Figura 3.- Mix de generación europeo. Fuente:[4].....	6
Figura 4.-Esquema general de una micro red. Fuente: Microgrid Knowledge	12
Figura 5.- Madurez de las células fotovoltaicas. Fuente: [49]	24
Figura 6.- Tabla de cargos variables por energía autoconsumida. Fuente[60].....	34
Figura 7.- Cargo fijo por potencia y año. Fuente: [60].....	35
Figura 8.- Potencia instalada o anunciada para nuevos proyectos de micro redes. Fuente: Elaboración propia	36
Figura 9.- Número de proyectos operativos por región y capacidad instalada (%) por país. Fuente: Elaboración propia	36
Figura 10.- Número de proyectos anunciados por región y capacidad prevista (%) por país. Fuente: Elaboración propia	37
Figura 11.- Capacidad instalada y prevista de generación eólica y fotovoltaica según tipología de micro red. Fuente: Elaboración propia	39
Figura 12.- Ubicación proyecto. Fuente: Google Maps	43
Figura 13.- Distribución bloques urbanización. Fuente: Elaboración propia y Google Maps	44
Figura 14.- Distribución interna B1,2,3. Fuente: Elaboración propia	44
Figura 15.-Organización y elementos de la micro red. Fuente: Elaboración propia.....	46
Figura 16.- Consumo horario medio al día por meses	48
Figura 17.- Interfaz diseño PV SYST	50
Figura 18.- Interfaz optimización PV SYST	51
Figura 19.-Pérdidas sistema por inclinación incorrecta	52
Figura 20.- PR medio al mes por tecnologías. Fuente:[67].....	53
Figura 21.- Detalle de una rama de generación y consumo	56
Figura 22.- Distribución de usos de capacidad de las baterías	61
Figura 23.-Precio medio pool diario por mes. Fuente: Elaboración propia.....	72
Figura 24.- Detalle gráfico del flujo de caja para el escenario más favorable	80
Figura 25.- Detalle gráfico del flujo de caja para el escenario más desfavorable	80
Figura 26.- Detalle gráfico del flujo de caja del caso intermedio	81
Figura 27.- Demanda mensual vivienda tipo 5,5, kW	93
Figura 28.- Demanda mensual vivienda tipo 4,6 kW	94
Figura 29.- Uso horario del ascensor	100
Figura 30.- Funcionamiento de la iluminación exterior por estaciones	101
Figura 31.- Consumo horario mensual bloque B123	102
Figura 32.- Consumo horario mensual bloque B4	103
Figura 33.- Figura descriptiva HSE. Fuente:[76].....	107

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Objetivo Unión Europea. Fuente: Elaboración propia , [2].....	5
Tabla 2.- Clasificación de las tecnologías de generación según la naturaleza del recurso. Fuente: Elaboración propia	20
Tabla 3.- Modelos de negocio y nivel de madurez. Fuente:[64]	39
Tabla 4.- HSE medias al día por mes. Fuente: Elaboración propia.....	53
Tabla 5.- Relación entre la productividad relativa de una instalación fotovoltaica y el tamaño relativo del inversor fotovoltaico. Fuente:[68].....	54
Tabla 6.- Balance Invierno B1,2,3	57
Tabla 7.- Balance Primavera B1,2,3	57
Tabla 8.- Balance otoño B1,2,3.....	57
Tabla 9.- Balance corregido invierno bloque B1,2,3	58
Tabla 10.-Balance corregido primavera Bloque B1,2,3.....	58

Tabla 11.- Balance corregido otoño bloque B1,2,3.....	58
Tabla 12.- Datos de capacidad de UPS en punto de consumo y en capacidad de batería	60
Tabla 13.- Datos empleados en el predimensionamiento general de la instalación.	67
Tabla 14.- Detalle de los equipos empleados en el diseño de la instalación	67
Tabla 15.- Tarifa 2.0A. Fuente:[74], [75]	72
Tabla 16.- Tarifa 3.1 A. Fuente:[74] y CNMC	72
Tabla 17.- Precio de pool medios mensuales (€/kWh). Fuente: Elaboración propia	73
Tabla 18.- Inversión caso 1	75
Tabla 19.- Flujo de caja simulación 1.1	75
Tabla 20.- Flujo de caja simulación 1.2	76
Tabla 21.- Flujo de caja simulación 1.3	76
Tabla 22.- Inversión caso 2	77
Tabla 23.-Flujo de caja simulación 2.1	77
Tabla 24.- Flujo de caja simulación 2.2	77
Tabla 25.- Flujo de caja simulación 2.3	78
Tabla 26.- Inversión caso 3	78
Tabla 27.- Flujo de caja simulación 3.1.	78
Tabla 28.- Flujo de caja simulación 3.2	79
Tabla 29.- Flujo de caja simulación 3.3	79
Tabla 30.- Datos de facturación	92
Tabla 31.- Datos para estimación consumo del garaje	97
Tabla 32.- Tiempo de funcionamiento del portón de garaje	98
Tabla 33.- Uso iluminación escalera	100
Tabla 34.- Datos necesarios para estimación de la potencia	104
Tabla 35.- Estimación potencia de viviendas	105
Tabla 36.- Potencia servicios generales por bloque	105
Tabla 37.- Potencia del garaje por tipo de bloque.....	106
Tabla 38.- Potencia mínima establecida por el reglamento.....	106
Tabla 39.- Carga total estimada por bloques.....	106
Tabla 40.- Diferencia entre generación y consumo. Estimación inicial Bloque B123.....	113
Tabla 41.- Diferencia entre generación y consumo. Estimación inicial Bloque B4.....	117
Tabla 42.-Diferencia entre generación y consumo. Estimación final Bloque B123	122
Tabla 43.- Diferencia entre generación y consumo. Estimación final Bloque B4	126

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

La realización y contextualización de este proyecto se centran en el seguimiento de la tendencia a la descentralización del sistema eléctrico y al aprovechamiento de recursos renovables para la generación, derivado de las recientes políticas impulsadas por la Unión Europea, al tiempo que se pretende seguir dando una solución viable tanto económica como tecnológicamente a las necesidades energéticas a nivel nacional.

Las piedras angulares de la política energética de la UE se corresponden a los objetivos marcados por la Comisión Europea para 2020, 2030 y 2050, en los cuales se busca una reducción paulatina de las emisiones de gases de efecto invernadero, se establecen unos mínimos de generación eléctrica proveniente de fuentes renovables y se marcan índices de eficiencia energética, como se muestran en la tabla a continuación, sin descuidar la necesidad de hacer frente a una demanda energética cada vez mayor, con un aumento medio anual del 1,7% desde 1990 [1].

Objetivo 2020	Objetivo 2030	Objetivo 2050
<ul style="list-style-type: none">- Reducción de un 20% de los gases de efecto invernadero (sobre valores de 1990)- 20% de generación proveniente de recursos renovables- 20% de mejora en la eficiencia energética	<ul style="list-style-type: none">- Reducción de un 40% de los gases de efecto invernadero (sobre valores de 1990)- 27% de cuota renovable- mejora de al menos un 27% en la eficiencia energética	<ul style="list-style-type: none">- Reducción de un 80% de los gases de efecto invernadero (sobre valores de 1990)- Se involucran a todos los sectores a nivel nacional (no se considerarán créditos internacionales)

Tabla 1.- Objetivo Unión Europea. Fuente: Elaboración propia , [2]

Sin embargo, estos objetivos presentan dificultades para ser alcanzados si mantenemos el sistema eléctrico de hoy en día. Si bien es cierto que el actual modelo, basado en una estructura centralizada compuesta de tres sistemas (generación, transporte y distribución), es altamente robusto, eficiente y extenso, su base se sustenta principalmente en la generación eléctrica en centrales de carbón, gas o nucleares, lo cual entra en conflicto con los intereses adquiridos en la última década y presenta tasas de pérdidas debidas a distribución y transporte de un 7-9%.

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

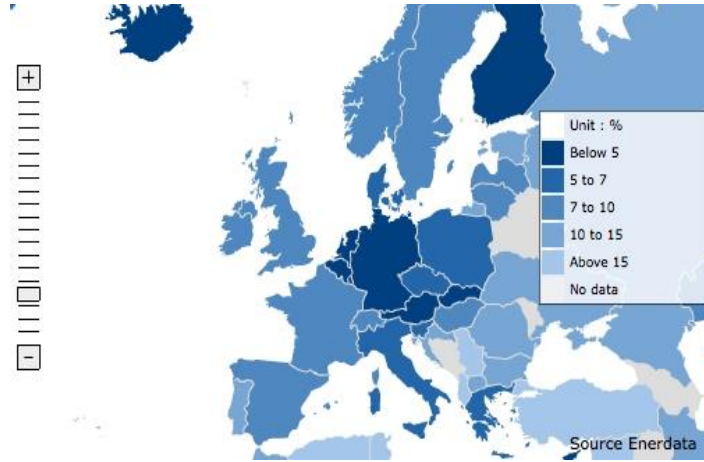


Figura 1.- Mapa europeo de pérdidas debidas a T&D. Fuente: [3]

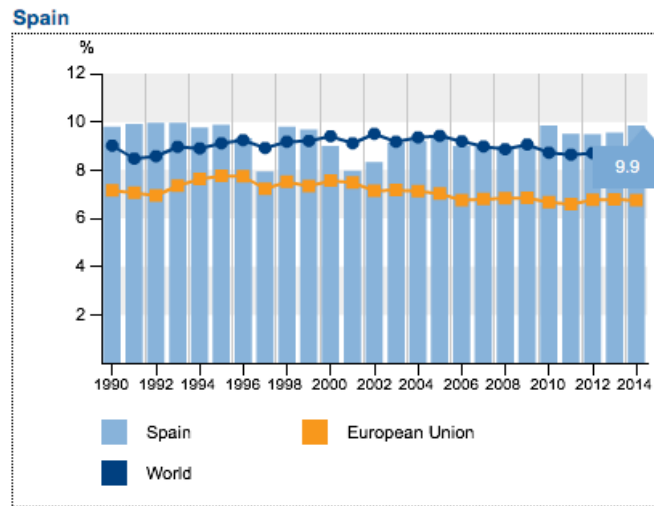


Figura 2.-Detalle de las pérdidas debidas a T&D en España. Fuente: [3]

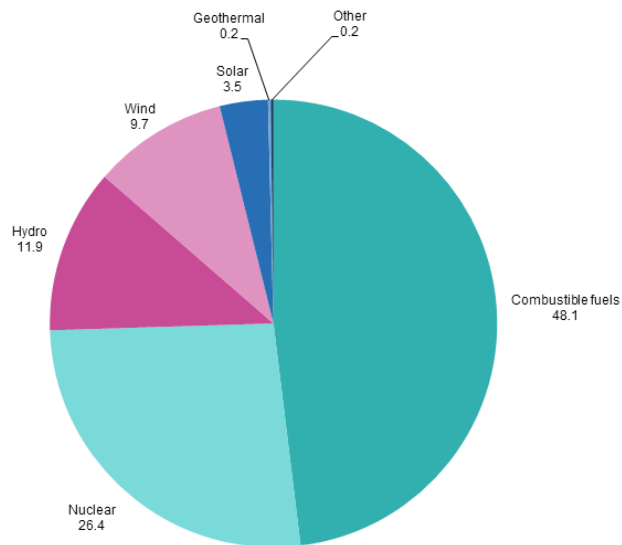


Figura 3.- Mix de generación europeo. Fuente:[4]

Pero el problema no radica exclusivamente en los métodos de generación, sino en la dificultad que presenta intrínsecamente el sistema para integrar en la red de baja o media tensión la energía generada por medio de tecnologías que aprovechan recursos renovables, como el solar, eólico o mareomotriz, debido a la naturaleza estocástica de estos y, por tanto, de los flujos energéticos provenientes de dichas fuentes.

Ante esta situación, surge la necesidad de renovar el sistema, iniciándose así una transición hacia un sistema basado en fuentes de generación distribuidas, basadas principalmente en el aprovechamiento de recursos energéticos renovables en conjunto con otras fuentes no renovables y/o sistemas de acumulación como baterías y, en última instancia, el vehículo eléctrico (EV), ubicadas cerca de los núcleos de consumo o principales cargas, lo cual contribuye a la reducción de las pérdidas energéticas por transporte, y vela por el medioambiente y un futuro energético sostenible.

Es precisamente al ámbito de los recursos energéticos distribuidos (DER, por sus siglas en inglés) al cual pertenecen las micro redes, las cuales suponen una evolución de las redes inteligentes o smartgrids, identificadas por la Comisión Europea como elementos fundamentales para lograr los objetivos de 2050 [5], y que constituyen la piedra angular de este proyecto.

Las micro redes son un conglomerado de recursos energéticos distribuidos que suministran electricidad a un determinado conjunto de cargas por medio de la gestión y coordinación interna de la generación y la demanda. A ojos del sistema eléctrico, se comportan como un elemento más de la red que trabaja ejemplarmente tanto como consumidor como generador, con la excepción de no ser gestionable de forma centralizada. Al no requerir una gestión centralizada de sus elementos por parte del sistema eléctrico general, agiliza y facilita la integración de recursos renovables y la evolución hacia un sistema capaz de aunar los requisitos energéticos y medioambientales del futuro.

Por otro lado, los consumidores también adquieren un papel distinto en este nuevo escenario, pasando a ser elementos fundamentales y activos denominados Prosumidores. Serán los clientes los encargados de gestionar su consumo y producción energética por medio de sistemas inteligentes que les permitan reducir su factura, al tiempo que se benefician de la protección y fiabilidad que otorgan estas redes de pequeña escala.

Más allá del ámbito europeo, las micro redes suponen mucho más que una transición energética.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), a nivel mundial, más de 1.2 billones de personas viven sin acceso a la electricidad, de los cuales el 84% viven en zonas rurales. Las soluciones energéticas con o sin conexión a red, como las que propone el desarrollo de micro redes, pueden ayudar a paliar esta lacra mundial contribuyendo al desarrollo de pequeñas comunidades sin acceso a una red de suministro o de mercados emergentes con redes poco fiables o robustas, como propone el 'Energy Access Outlook' de IEA, en su informe más reciente de 2017 [6].

Sin embargo, la transición hacia este modelo energético aún debe superar diversos obstáculos, sobre todo de índole tecnológica y regulatoria que se tratarán en el presente trabajo.

La intermitencia de los recursos hace necesaria el desarrollo en paralelo de sistema de protección, gestión y predicción altamente eficientes, capaces de hacer frente a los cambios abruptos de generación que pueden sufrir estos sistemas, velando así por la integridad y resiliencia del suministro.

En cuanto a las políticas energéticas, la disparidad y falta de concreción en cuanto a normativa regulatoria pone de manifiesto la necesidad de una revisión de este ámbito a nivel tanto nacional como europeo y mundial para aunar requisitos o sentar las bases de una política universal de actuación y regulación que permita su desarrollo eficiente, como el proceso que se está llevando a cabo actualmente en Puerto Rico, para restaurar de forma ágil y efectiva el suministro eléctrico en la isla tras el paso del huracán María, que ya ha elaborado un borrador con la política de gestión de micro redes [7].

1.1. Motivación del proyecto

El interés por este proyecto surge de la idea de aunar tanto intereses locales, como nacionales y europeos en materia energética en cuanto a que este proyecto busca proveer una solución tecnológica en un ámbito urbano que permita un alto nivel de autosuficiencia, recortando la dependencia energética de la red de una urbanización de vecinos, ubicada en Madrid, basando su abastecimiento energético en generación fotovoltaica en combinación con sistemas de almacenamiento como baterías de Ion Litio, contribuyendo así a los requisitos de la UE definidos para España en el Plan Nacional de Actuación de Energías Renovables (PANER).

La instalación que se plantea pretende aunar las características y conceptos que definen una micro red, como es la existencia de una generación distribuida próxima a los núcleos de consumo, consumos distribuidos, existencia de una red de distribución de pequeña escala (por debajo de 10 MW), predominancia de sistemas de generación basados en tecnologías renovables y la posibilidad de operar en modo isla durante un periodo de tiempo definido ante cortes en el suministro general.

Por un lado, se propondrán tres escenarios alternativos en los cuales se busca cubrir entre un 50, 80 y un 100% de la demanda energética, con la consiguiente conexión a red como apoyo a la generación renovable. La generación se dividirá en dos partes, de las cuales una de ellas se destinará a consumo directo, para cubrir la demanda existente en horas de generación, y la otra parte se destinará a almacenamiento para cubrir el % de autosuficiencia restante cuando no haya generación fotovoltaica.

Tanto la generación como el almacenamiento pretenden diseñarse para que se pueda disponer en todo momento de, al menos, 1 hora de reserva durante la cual la urbanización pudiera operar en modo aislado si se dan cortes de suministro.

Dentro de estos 3 escenarios, se contempla además la venta de excedentes a la red, obteniéndose así una retribución por ello a precio de *pool*, como se dispone en la normativa española vigente relativa al autoconsumo.

Estos tres escenarios se compararán entre sí y con la situación actual de la urbanización, dependiente totalmente del suministro de la red general, para analizar la situación económicamente más interesante hoy en día con el objetivo de analizar si España está preparada para adoptar este tipo de medios de consumo y generación.

Otra de las motivaciones radica en conocer la regulación vigente para sistemas de autoconsumo con dependencia de la red con el objetivo de ver cómo afecta de forma económica y técnica al desarrollo de este tipo de proyectos con la intención de elaborar una propuesta al respecto, en base a otros sistemas que permiten su operación de forma más flexible.

Por tanto, a modo de resumen, este proyecto se mueve por tres motivaciones:

- **Tecnológica:** Diseño de una micro red y su implantación a nivel nacional, contando con sistemas de acumulación y generación renovable
- **Social:** Búsqueda de la solución tecnológica que permita reducir los costes de la electricidad de una comunidad de vecinos.
Compromiso con los objetivos europeos y con la normativa nacional en materia energética.
- **Económica:** Análisis de la alternativa más interesante desde el punto de vista económico con las limitaciones técnicas e impositivas de hoy en día.

1.2. Objetivos

1. **Estudio de alternativas tecnológicas** tanto de los sistemas de generación basados en recursos renovables como posibles apoyos a su funcionamiento como el uso de grupos electrógenos o baterías, de los cuales se elaborará una comparativa atendiendo a características técnicas y económicas.
2. **Análisis de la situación de las micro redes** a nivel mundial y nacional, indagando acerca de sus principales usos y características, además de conocer sus perspectivas de crecimiento y ámbitos de interés.
3. **Aprendizaje del uso y manejo de programas de diseño** como el PVSyst, diseñado para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas, entre otros.
4. **Aplicación de la normativa nacional** referente a los sistemas de autoconsumo y su implicación económica
5. **Comparativa de varios escenarios tecnológicos** para determinar la opción más interesante desde el punto de vista económico.

Capítulo 2 EL CONCEPTO DE MICRO RED

Antes de llevar a cabo el desarrollo del proyecto, es importante conocer en qué consiste y cuales con las características técnicas que definen una micro red, aunque ya se ha dado un breve adelanto de ello en la Introducción de este proyecto, así como entender de dónde surge este nuevo modelo de generación y consumo que está ganando peso paulatinamente y que ofrece un abanico de ventajas muy interesante, tanto para consumidores como para desarrolladores.

2.1. Micro redes, Smart Grids y generación distribuida

Las micro redes se enmarcan es el ámbito de las Smart grids y generación distribuida. Dos conceptos que empiezan a hacerse hueco tanto en países desarrollados como en mercados emergentes por su gran capacidad de adaptación a diferentes ámbitos y requisitos y por la gran variedad de soluciones, tanto tecnológicas como económicas, que pueden aportar.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que no todos los sistemas de generación distribuida son micro redes, del mismo modo que el concepto de Smart Grids tampoco contempla esta afirmación.

Las Smart Grids, o redes inteligentes, hacen referencia a una red modernizada mediante sistemas de control, medida y gestión, a través de los cuales recopila información acerca del comportamiento de los consumidores y la disponibilidad de suministro, así como precios de la electricidad, permitiendo hacer una gestión más eficiente, sostenible e interesante desde el punto de vista económico [8]. Por otro lado, los sistemas de generación distribuida son sistemas de generación de electricidad de pequeña escala ubicados a una menor distancia de los consumos comparados con las centrales de generaciones convencionales, ubicadas lejos de los núcleos de consumo. Estos núcleos de generación pueden estar conectados directamente al consumo o a la red de distribución, suelen ser menores de 50 MW y cuentan con un abanico de posibles fuentes de generación como micro turbinas de gas, grupos electrógenos, pilas de combustible, energía eólica y fotovoltaica, entre otras [9].

El concepto de las micro redes supone una evolución de ambos conceptos en el cual los consumos de un grupo definido de cargas son alimentados por sistemas de generación distribuida y ambos son controlados por medio de sistemas inteligentes que gestionan el consumo, generación y la conexión de todos esos elementos con la red. A continuación, se ofrecen dos definiciones oficiales dadas al respecto de este concepto sobre las cuales se desglosarán sus principales características.

Definición departamento Energía EEUU [10]:

“a group of interconnected loads and distributed energy resources (DERs) with clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid and can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island modes”

EU research projects [11]:

“Microgrids comprise LV distribution systems with distributed energy resources (DERs) (microturbines, fuel cells, PV, etc.) together with storage devices (flywheels, energy capacitors and batteries) and flexible loads. Such systems can be operated in a non-autonomous way, if interconnected to the grid, or in an autonomous way, if disconnected from the main grid. The operation of micro sources in the network can provide distinct benefits to the overall system performance, if managed and coordinated efficiently.”

De estas dos definiciones, se obtienen las siguientes ideas fundamentales [11]:

1. Las micro redes son un agregado de DERs', sistemas de almacenamiento y cargas controlables conectado a la red de distribución
2. Tienen un acotamiento geográfico perfectamente delimitado.
3. No son gestionadas de forma centralizada y son vistas por la red general como un único elemento.
4. Su gestión depende de un gestor que coordina de forma interna la generación y el consumo.
5. Deben tener como mínimo varios elementos de generación y/o varios elementos de consumo.
6. Generalmente, se entiende que las micro redes tienen su PCC (Point of Common Coupling) en la red de distribución y no de transporte, quedando así limitada su tensión a un máximo de 20 kV y su capacidad suele encontrarse en un rango por debajo de los 50 MW [11], [12]
7. Su cualidad más importante es la de poder conectarse y desconectarse de la red general.

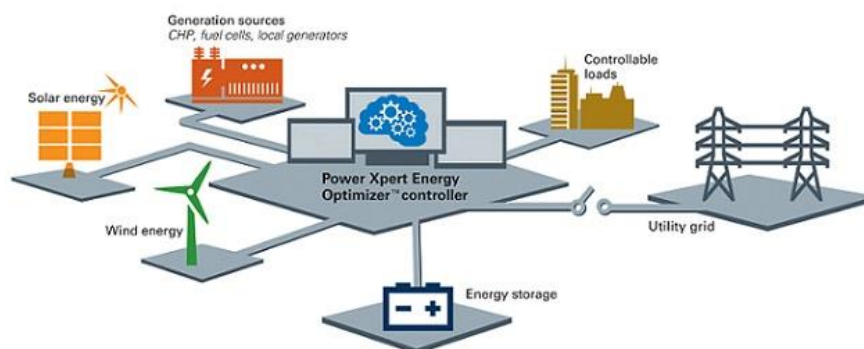


Figura 4.-Esquema general de una micro red. Fuente: Microgrid Knowledge

Todo esto indica una transición hacia un modelo energético activo, en contraposición al modelo actual pasivo en el que los consumos son meros observadores del sistema sin capacidad de decisión y la generación a gran escala permite poca, si no nula flexibilidad del sistema.

2.2. Antecedentes y motivaciones para su desarrollo

Aunque se ha empezado a hablar de estos proyectos hace apenas unos años, el concepto de las micro redes tiene sus orígenes en el año 1882, cuando Thomas Alva Edison construyó su primera planta de generación eléctrica (Central de Pearl Street, Manhattan)

Estas plantas de generación eléctrica se ubicaban en el baricentro de núcleos de consumo (tensiones muy bajas, por debajo de 500 V), actuando independientemente unas de otras, adquiriendo así el nombre de Centrales. Estaban constituidas generadores de CC (dinamos), cuyo eje era arrastrado por máquinas de vapor alimentadas por carbón como fuente primaria. Posteriormente, con la invención del transformador (1er tercio s.XX), la introducción de la corriente alterna, el desarrollo de la economía de escala –Lo cual permitió aumentar la capacidad de las centrales y alejarlas de los núcleos de consumo - y el aumento de las interconexiones entre centrales y consumos, con el fin de mejorar la fiabilidad de suministro, el concepto de micro red se fue perdiendo hasta desembocar en el sistema actual de generación, distribución y consumo.

Sin embargo, una nueva tendencia energética que tiene como piedras angulares la descarbonización, descentralización, digitalización y electrificación está redefiniendo la forma en que la energía se produce y se consume [13], [14].

Si pretendemos cumplir los objetivos de compromiso medioambiental marcados por la Unión Europea, definidos en la Introducción de este proyecto, hay que tomar las medidas pertinentes para reducir las emisiones de gases contaminantes y la dependencia de recursos fósiles. Para ello hay que maximizar la generación eléctrica proveniente de recursos renovables y electrificar al máximo todos los sectores, pasando por transporte, industria y el ámbito rural, y mejorar la eficiencia del sistema. Dentro del sector energético, en torno a un 15% de las emisiones de CO₂ están estrictamente ligadas al transporte y distribución de electricidad [15], que generalmente lleva asociadas unas pérdidas del 7-9%, dependiendo de los países [3], y más del 30% de las emisiones se corresponden con los procesos de generación, en los cuales se estiman pérdidas tal que solo un tercio de la energía primaria empleada es después aprovechada para consumo [1].

Si bien la digitalización no supone un concepto nuevo, puesto que el sector energético lleva años contando con los servicios de elementos digitales de apoyo que permiten optimizar los procesos, sí que es nuevo el planteamiento que sustenta de esta nueva ola de digitalización. No solo se ampliará la red actual de sistemas inteligentes, sino que también cambiará la respuesta ante preguntas como ¿para qué?, ¿para quién? y ¿dónde? Los sistemas inteligentes a futuro tendrán como objetivos principales mejorar la eficiencia, resiliencia, seguridad y control de los procesos propios de la gran mayoría de sectores con el fin de generar beneficios, cuantificables o no, a usuarios, empresas y los propios sistemas y elementos que lo conforman [16]. Sin embargo, la creciente digitalización de todos los sectores también demanda más seguridad y fiabilidad del suministro, sobre todo en localizaciones críticas como hospitales, bases militares o centros de datos en los cuales un corte de suministro puede conllevar graves consecuencias.

Por su parte, los sistemas de generación renovables (principalmente solar y eólica) han iniciado la evolución hacia un modelo de generación descentralizado plantean el problema de la dificultad en su integración debido a las fluctuaciones que experimentan

debido a la naturaleza estocástica del recurso empleado. Estas fluctuaciones comprometen la fiabilidad del suministro por lo que es necesario encontrar nuevas formas de integrarlas y gestionarlas de forma eficiente para poder ser aprovechadas y explotadas.

Por otro lado, los últimos acontecimientos relacionados con desastres naturales, que han causado enormes estragos, dejando sin suministro eléctrico a millones de personas, como los huracanes María, Irma y Harvey en 2017, han puesto el grito en el cielo acerca de la necesidad de una red de suministro más robusta y con una mayor capacidad de regeneración. Solo en Puerto Rico, se estima que más de tres millones de personas se quedaron sin acceso a electricidad tras el paso del huracán María [17]. Y sin electricidad no hay agua, el sistema sanitario es precario, no hay empresas, no hay colegios, no hay comida, ... En el mundo de hoy en día, la electricidad es una línea de vida.

Tampoco hay que olvidar que, en los últimos años han surgido dos nuevas vertientes de preocupación que se suman a lo ya mencionado. Por un lado, está la necesidad de dar respuesta a una creciente demanda energética, en parte motivada por la paulatina electrificación de nuevos sectores, sobre todo el de transporte [18], y por el aumento de la densidad de población. Sobre todo, en países fuera de la OECD se espera un aumento de la demanda energética de en torno al 93% del aumento global. En último lugar, la electrificación a las que antes se hacía mención también amplía su espectro para intentar cubrir la falta de acceso a la electricidad en zonas rurales, aisladas o mejorar la calidad del mismo, como se mencionó en la Introducción del presente proyecto, principalmente en zonas de Asia y África sub-sahariana [6].

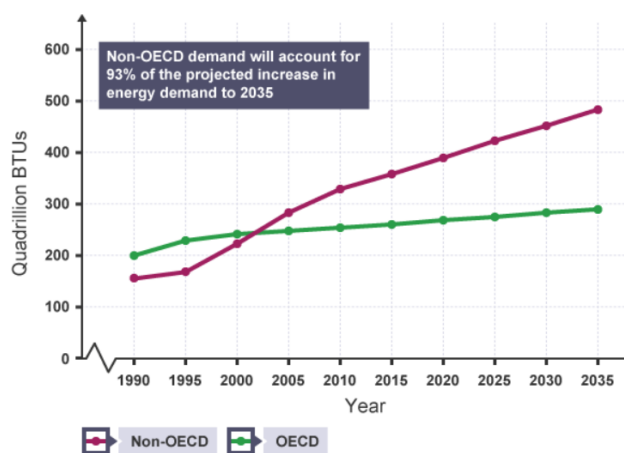


Figura 5.-Aumento de la demanda energética. [19]

El principal problema radica en la imposibilidad inherente del sistema actual de dar una respuesta a todos los puntos planteados en este apartado. Si bien es un sistema que ha provisto de un excelente servicio durante muchos años, su propia topología, diseño y enfoque, hacen necesario plantear alternativas que permitan integrar las necesidades presentes y futuras de forma mucho más flexible, y enfocadas hacia estrategias win-win con las cuales todos los participantes del nuevo sistema obtengan el máximo beneficio posible.

Es por ello que se ha recuperado el concepto de las micro redes ubicándolas en el centro de esta renovación, como actores principales de un nuevo sistema eléctrico que, en paralelo al sistema convencional, promueva la integración de renovables, sea

multifuncional, dinámico y adaptable a los nuevos tiempos, haga del consumidor un generador más con capacidad de decisión, incremente la eficiencia, resiliencia y seguridad, vele por la sostenibilidad, sea accesible y competitivo, y sobre todo, que tenga el futuro muy presente.

Como se indica en [20], el hecho de unificar dentro de un mismo sistema eléctrico de pequeña escala fuentes de generación distribuidas (principalmente renovables), sistemas de almacenamiento, cargas controlables y sistemas inteligentes, destinados al control y gestión de todos estos elementos, permite mejorar la flexibilidad y eficiencia, reduciendo las pérdidas de transporte y distribución, debidas a cableado y aparataje. Además, un mayor despliegue de tecnologías energéticas limpias y eficientes reduce las emisiones de gases contaminantes y aumenta la seguridad energética al permitir al sistema mitigar las perturbaciones y, de ser necesario, funcionar de forma aislada de la red. Las microrredes también benefician a las empresas de servicios públicos locales al proporcionar generación bajo demanda y servicios auxiliares (por ejemplo, regulación de voltaje, frecuencia y estabilidad de la forma de onda) y al ayudar a manejar la carga de la red. Estos atributos ofrecen un mayor control sobre las fluctuaciones de la demanda y pueden reducir los costes para todos los clientes al compensar las cargas máximas con la generación local y reducir la congestión general de la red al reducirse la dependencia del sistema central.

Capítulo 3 ESTADO DEL ARTE

3.1 Especificaciones y consideraciones técnicas

3.1.1 Clasificación de micro redes

Las micro redes pueden clasificarse inicialmente en función de su conexión a red. Tanto si se tratan de comunidades como de instalaciones de diversa índole, la conexión a red determinará en gran medida el modo y restricciones de funcionamiento, así como la combinación óptima de generación y/o almacenamiento necesario en cada caso, atendiendo a diversos factores tanto técnicos como económicos, geográficos, sociales y medioambientales.

Las **micro redes aisladas** [21] suelen, por lo general, localizarse en zonas remotas que carecen de una red central de suministro eléctrico o cuyo acceso es complejo, como comunidades rurales de África, Asia o islas, zonas de combate o bases militares, instalaciones mineras e industriales o, incluso, resorts hoteleros. Estas micro redes dependen exclusivamente de su propia generación y suelen contar con una alta fiabilidad de suministro y una elevada penetración renovable, reduciendo así su dependencia energética del fuel u otros recursos externos y optimizando los costes y la vigilancia medioambiental.

Por otro lado, las **micro redes con conexión a red** [21] tienen la posibilidad de importar (también la de exportar los excedentes bajo ciertas circunstancias) energía de la red central o bien usar sus propios recursos de generación y almacenamiento para abastecer los consumos. La finalidad de este tipo de micro redes es la de mejorar o asegurar la fiabilidad de suministro en zonas cuya red no es lo suficientemente robusta, aprovechar incentivos económicos o fomentar el ahorro en función del escenario tarifario, o ser proveedor de servicios auxiliares como, por ejemplo, control de tensión, control de frecuencia, seguimiento de carga, aislamiento de picos de consumo, suministro de back-up y compensación de armónicos. Sin embargo, estas micro redes pueden dissociarse de la red en caso de faltas o situaciones anómalas en la red central, garantizando la continuidad de suministro hasta la reposición del mismo.

Otra forma de caracterizar las micro redes atiende a la finalidad para la cual se destinan como pueden ser micro redes para servicios públicos o comunitarios, comerciales e industriales (C&I), micro –utility, o las ligadas a bases militares u hospitales [22].

Las micro redes destinadas para a **servicios públicos o comunitarios** se integran generalmente en la red de distribución y tienen como principal objetivo el suministrar electricidad a un conglomerado de clientes o servicios dentro de una comunidad definida. Los requisitos de suministro energético de estas micro redes no son tan estrictos como los de las micro redes que se van a describir a continuación y responden más bien a un cambio en el paradigma del perfil del consumidor que busca un mayor control sobre su consumo en tiempo real y optimizar el coste del consumo eléctrico. La aparición de estas micro redes también atiende al interés suscitado por alcanzar determinados porcentajes de generación renovable, y motivar el uso de recursos de generación verdes para promover

un consumo sostenible, seguro y eficiente, que permita dar un servicio de respaldo para cargas críticas durante problemas con la red central de suministro [23].

Las micro redes **comerciales o industriales (C&I)** tienen mayores requisitos de calidad y disponibilidad de suministro eléctrico. En grandes industrias, por ejemplo, los costes provocados por fallos en el suministro eléctrico son muy elevados ya sea por las pérdidas de producción, degradación de los equipos, pérdidas de material o por los elevados costes de arranque de las máquinas una vez reestablecido el suministro [24]. Si bien el uso de grupos de generación propios puede ayudar a reducir estos efectos, las ventajas que ofrecen las micro redes en estos ámbitos son mucho más amplias e interesantes que las soluciones convencionales, tanto a nivel económico como funcional, lo cual explica su rápido crecimiento [25]

Las redes **micro-utility**, o nano redes, a diferencia del resto de tipologías recogidas en este apartado, no están destinadas a proveer una solución tecnológica para un conglomerado de elementos, como grupos de viviendas o polígonos industriales, sino que surgen para dar servicio a puntos de consumo únicos, como una sola vivienda o edificio. Este tipo de micro redes se posiciona como el eslabón restante en el camino hacia la total autonomía de edificios e industrias gobernados por sistemas inteligentes, con capacidad de toma de decisión y autogestión, pero que siguen siendo totalmente dependientes de la red general de suministro [26].

Las micro redes ligadas a **bases militares u hospitales** comparten características en cuanto a sus estrictos requisitos de calidad de suministro. En ambos casos, el mantenimiento del suministro eléctrico de las cargas críticas es de vital importancia, y la capacidad de funcionar como aislado de red debe estar optimizada hasta el último detalle, se disponga o no de capacidad de interconexión con la red general. Estos elevados requisitos de funcionamiento obligan a tener siempre grandes grupos de generación disponibles para usar, casi de forma instantánea en cualquier momento. Sin embargo, el uso de grupos electrógenos en estos casos supone dos problemas. Por un lado, su lenta capacidad de respuesta en el arranque obliga a mantener su funcionamiento siempre en un mínimo, con el consiguiente gasto de recursos fósiles, contaminación, y continuo desembolso económico y, por otro lado, hay que remarcar que en zonas conflictivas, el acceso a los recursos fósiles puede ser muy complicado, lo cual pone en riesgo la capacidad de autoabastecimiento e influir negativamente en la estabilidad del sistema [27].

En el apartado 3.3 se hará una comparativa global atendiendo a esta clasificación y se analizarán las tendencias de crecimiento por funcionalidad y región de implantación con el fin de localizar los mercados actuales y emergentes en este ámbito.

3.1.2 Componentes de la micro red

La arquitectura básica de una micro red se presenta en la siguiente figura, en la cual se muestra cómo esta se compone de 5 elementos principales, siendo a) la infraestructura de red energética fundamental de la micro red, b) los sensores, contadores y elementos de protección internos de la micro red, c) los controladores internos de la micro red, a nivel

generación, d) el punto de conexión a red, o PCC (Point of Common Coupling, por sus siglas en inglés) el cual actúa como en coordinación con e), que conforma los servicios de toma de decisiones, para gestionar el funcionamiento de generación, importación y conexión o desconexión de la micro red, basados en un sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)

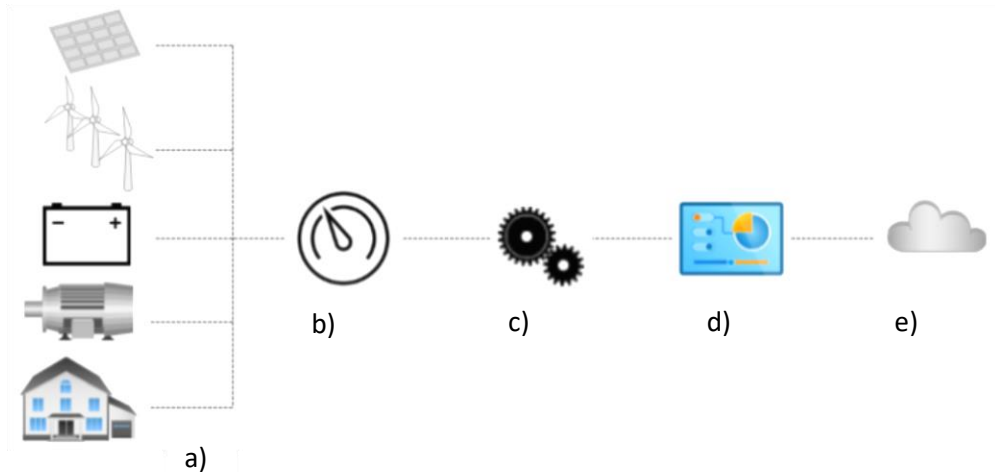


Figura 6.- Elementos funcionales de una micro red. Fuente: Elaboración propia, [28]

Dentro de a) se engloban todos los elementos del sistema de distribución como las cargas, los recursos de generación distribuida y sistemas de almacenamiento energético.

En relación a las **cargas**, las micro redes deben responder a la demanda de unas determinadas cargas eléctricas o térmicas, de carácter estático (constantes en el tiempo) o dinámico (dependen y cambian con el tiempo, con unidades de frecuencia variable) [29], aunque, con independencia de esto, lo que determina realmente la gestión que se puede hacer de las cargas es si estas son controlables o fijas, entendiéndose por controlables aquellas cargas que pueden ser conectadas o desconectadas cuando se requiera, permitiendo desplazar su operación en función de los requisitos energéticos, capacidad de generación o como respuesta a incentivos económicos (Esto es lo que se conoce como DSI, o Demand Side Integration). Las cargas fijas son aquellas que deben satisfacerse en todo momento, por lo que también se conocen como cargas críticas [30].

Los **recursos de generación distribuida** se pueden clasificar según si son de perfil renovable o no, aunque, como pasaba en el caso de las cargas, el factor más relevante en cuanto al control de la capacidad de generación tiene que ver con si las unidades de generación disponibles son despachables o no. Las unidades despachables son aquellas sobre las cuales el controlador de la micro red puede actuar, independientemente del tipo de recurso empleado, mientras que las no despachables son aquellas cuya capacidad de generación no puede ser controlada ya que dependen de la intermitencia del recurso como, por ejemplo, las instalaciones eólicas o fotovoltaicas [30].

Renovable	Gestionable	Biomasa, Biogás, Hidroeléctrica
	No gestionable	Solar fotovoltaica, Solar térmica, eólica,
No renovable		Micro turbinas de gas, grupos electrógenos, pilas de combustible

Tabla 2.- Clasificación de las tecnologías de generación según la naturaleza del recurso. Fuente: Elaboración propia

La intermitencia de algunas fuentes de energía primaria obliga a la instalación de elementos que aumenten la flexibilidad del sistema para hacer frente a la naturaleza estocástica de una parte de la generación, por medio de sistemas de almacenamiento u otras tecnologías de generación [30].

La principal característica de estos sistemas de generación es su proximidad a los elementos de consumo, lo cual permite una reducción en las pérdidas debidas a T&D y una mayor rapidez de respuesta a la demanda.

Los **elementos de almacenamiento eléctrico** permiten mejorar la eficiencia de la micro red en muchos aspectos, solventando varios de los problemas a los que se enfrentaría de no contar con ellos, especialmente relacionados con la presencia de generación renovable no gestionable como las mencionadas anteriormente.

Entre las ventajas que pueden derivarse del uso de almacenamiento eléctrico se encuentran los siguientes aspectos [31], [32]:

- Asegurar la estabilidad del voltaje y la frecuencia
- Disponer de una Reserva de Capacidad sin necesidad de instalar nuevas fuentes de generación o ampliar las existentes para este fin.
- Mayor autonomía de la micro red
- Gestión y mejora de las fluctuaciones debidas a generación fotovoltaica o solar debido a la intermitencia del recurso.
- Permiten el almacenamiento de energía generada en horas de baja demanda para después ser suministrada en picos de demanda en los cuales el precio de la electricidad es superior. Esto, aparte de ser una ventaja para el consumidor, también permite dimensionar el sistema para una potencia pico menor, lo que abarata los costes del equipo requerido y por tanto la inversión inicial.
- Similar al concepto anteriormente descrito, implica el uso de almacenamiento eléctrico para hacer frente a instalaciones con una variación de la carga muy elevada. Los sistemas de almacenamiento permiten responder rápidamente a las variaciones pronunciada de la curva de demanda, sin conllevar emisiones de CO₂ o costes de operación, frente al uso de grupos electrógenos.

Los contadores inteligentes, b), son una parte fundamental de las smart grids, y por tanto de las micro redes activas. Funcionan en coordinación con el PCC pudiendo ubicarse en capas más profundas de la micro red, es decir, a nivel del consumidor o del negocio, permitiendo conocer en todo momento el consumo y gasto energético, así como gestionar los sistemas de autoconsumo, facilitando el ahorro energético y económico. Estos medidores permiten además la rápida ubicación de faltas y su restauración en muchos

casos [33]. A su vez, los sistemas de protección, comunicación y automatización, también representados en b), son elementos dispuestos para asegurar una interacción sólida y eficaz entre los diversos componentes de la micro red. En caso de falta, tienen la capacidad de aislar la ubicación de la falta y redireccionar el flujo energético, evitando así su efecto sobre otras instancias de la micro red [30], [33].

El éxito de las micro redes radica en la aplicación de sistemas de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA, según sus siglas en inglés), también conocido como Microgrid Central controller (MGCC). El controlador central, ubicado en el punto de conexión común (Point of Common Coupling, PCC), es el gestor principal de la micro red, encargado de gestionar de forma centralizada la generación y demanda interna, el almacenamiento, así como de la interacción con la red general y de las importaciones o exportaciones a la red [11], [32].

También es posible un control descentralizado de la micro red, c), por medio de estrategias como el “droop control”, por el cual cada generador cuenta con un controlador cuyo fin es el de repartir la carga entre generadores y poder mantener la frecuencia ante perturbaciones [34], [35]. El droop control se consigue por medio de electrónica de potencia, aplicando un control a los inversores, elementos que conectan la generación a la micro red, por el cual la carga se reparte entre ellos para conseguir mantener los valores de frecuencia y tensión [36].

Otra cualidad fundamental del MGCC es su capacidad de decisión para cambiar el funcionamiento de la micro red, aislándolo de la red principal. Esto se consigue por medio de elementos de corte como interruptores magnetotérmicos o interruptores estáticos de alta velocidad [32], [33].

3.1.3 Tecnologías de generación distribuida

Grupos electrógenos o MACI (Motores Alternativos de combustión Interna)

Los grupos electrógenos son máquinas formadas por motores de combustión interna acoplados a un alternador eléctrico con el fin de producir energía eléctrica (energía química → energía mecánica → energía eléctrica) [37]. Los combustibles más usados son el diésel y el gasóleo, pudiendo usar también gas natural o biocombustibles como alternativas efectivas para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, partículas (PM) y otras sustancias nocivas para el medioambiente [38].

La gran ventaja de estos generadores es su madurez. Se tienen amplios conocimientos acerca de su funcionamiento y es una tecnología con un amplio rango de usos y adaptable en función de los requisitos de potencia [37], [39]. Ofrecen además la posibilidad de generación tanto en AC como en DC, un rango de potencia que va de 1kW hasta los 10MW [40], tienen un coste de inversión y tiempo de instalación reducidos [37], alcanzan una eficiencia eléctrica entorno al 39%, que puede alcanzar valores cercanos al 80% si se aprovecha en calor generado en un sistema de co-generación [39], tienen una elevada vida útil y presentan una gran disponibilidad de suministro [37].

Sin embargo, este tipo de tecnologías tienen como principal inconveniente su elevado impacto ambiental debido a las emisiones de gases contaminantes [37], [40], por lo que su instalación puede verse limitada en zonas en las cuales haya restricciones a los elementos emisores de contaminación [39], sin olvidar el ruido que generan durante su operación. También debe tenerse en cuenta que su capacidad de generación puede verse afectada por un difícil acceso o baja disponibilidad del recurso primario, que la volatilidad de los precios del petróleo puede disparar al alza sus costes de operación, así como que este tipo de grupos generadores no están pensados para trabajar en sistemas que requieran arranques y paradas constantes, ya que su vida útil puede verse reducida bajo este tipo de metodología de operación. Como dato orientativo, estos grupos siempre deben de trabajar en el entorno del 20-30% de su capacidad para evitar el desgaste prematuro de sus componentes [37].

Pilas de combustible

Las pilas de combustible llevan a cabo una conversión electroquímica en el cual se emplea la energía química de hidrógeno u otro combustible (metanol, etanol, glucosa, amoníaco, etc) para generar electricidad. Su funcionamiento es similar al de las baterías pero no se descargan pues mantienen la generación durante el tiempo del que dispongan del combustible que requieren [41]. Al igual que los grupos electrógenos, requieren de un depósito para el combustible necesario.

Al convertir directamente energía química en eléctrica, su eficiencia es mayor que la de motores de combustión, siendo de entono al 35-60% [11], [40]. Además de electricidad, las pilas de combustible generan calor que puede ser empleado en sistemas de cogeneración, aumentando su eficiencia hasta el 90%. Debido a su mayor eficiencia y menor temperatura de oxidación del combustible, las baterías de combustible emiten menor cantidad de CO₂ y NO_x, siendo así una alternativa con mayor conciencia medioambiental [11] y , al contrario de los grupos electrógenos, facilita su instalación

Al no disponer de partes móviles, su operación es prácticamente insonora y sin vibraciones, y sus costes de mantenimiento son inferiores que los correspondientes a los motores de combustión, lo que las hace adecuadas para su instalación en zonas urbanas [11].

Hay varios tipos de pilas de combustible [42], de la cuales son más apropiadas para aplicaciones de generación distribuida las de Ácido Fosfórico (PAFC), Carbonato fundido (MCFC) y las de Óxido Sólido (SOFC), cuyos rangos de potencia van desde 1kW hasta los 3MW [42], [43], lo que las confiere gran capacidad de adaptación según los requisitos del sistema. En algunas instalaciones pequeñas también se utilizan las pilas de combustible PEM (Proton Exchange Membrane), aunque están más orientadas a la movilidad eléctrica. Además, hay pilas de combustible que pueden llevar a cabo el proceso inverso, aprovechando la energía excedente en periodos de gran generación de otros sistemas, almacenando dicha energía en forma de hidrógeno para su posterior uso en periodos de mayor demanda [41].

Micro turbinas de gas

Las microturbinas de gas son turbinas de combustión de pequeño tamaño cuya potencia oscila entre los 25kW y los 250-300kW [40].

Las turbinas de eje simple tienen una eficiencia eléctrica de entorno al 15%, valor que aumenta prácticamente el doble con las microturbinas de ciclo simple, alcanzando rendimientos del 20-30%. Esto se debe a que las turbinas de ciclo simple cuentan con sistemas de recuperación de calor a la salida, permitiendo utilizarlo para adecuar la temperatura a la entrada de la turbina, consiguiendo así un ahorro del 30-40% de combustible necesario para precalentar el aire. El rendimiento total puede aumentarse hasta un 90% si se aprovecha esta tecnología en ciclos de cogeneración [44], [45].

Su tamaño, pequeño y compacto, y reducido impacto acústico permiten su instalación en ubicaciones urbanas o con limitación de espacio, así como su reducido número de partes móviles simplifican y abaratan su mantenimiento. Su baja tasas de emisiones las hace una alternativa interesante a los grupos electrógenos para pequeñas instalaciones, aunque el tiempo de respuesta es mayor, lo que puede limitar su instalación para aplicaciones que requieren una respuesta ágil ante faltas de suministro [40] Pueden funcionar con diversos tipos de combustible como el gas natural, diésel, etanol y otros derivados de la biomasa, lo cual reduce su dependencia de la disponibilidad del recurso [11].

Solar fotovoltaica

Las células fotovoltaicas convierten la radiación solar en energía eléctrica. Esto se basa en el efecto fotovoltaico por el cual determinados materiales semiconductores (Silicio o Germanio, siendo el silicio el más empleado) liberan electrones al ser alcanzados por una radiación electromagnética, como la solar, generándose una diferencia de potencial entre la capa exterior (iluminada) y la interior [46]. Para potenciar el efecto fotovoltaico, generalmente estos materiales se dopan con elementos como el fósforo y aluminio, los cuales favorecen la liberación y captación de electrones, respectivamente.

Existen diferentes tipos de paneles fotovoltaicos ya comercializados y otros en fase de desarrollo. Los paneles de **Silicio monocristalino** (Mono-Si) son los que cuentan con las mayores eficiencias a día de hoy, en el entorno del 20%, aunque se han alcanzado registros en pruebas en el laboratorio de hasta el 26,7% [47] Se trata de una tecnología plenamente comercial pero la complejidad de su fabricación da lugar a elevados costes de inversión por lo que no cuentan con la mayor capacidad instaladas a nivel global. Por otro lado se encuentran los paneles de **Silicio policristalino** (p-Si), los cuales ha adquirido mayor popularidad recientemente debido a su menor costes y mejoras en su eficiencia que han permitido pasar del 12 al 18%, con máximos registrados del 22,33%, en los últimos 10 años [11], [47].

Otro tipo de paneles que se encuentran en fase de comercialización, aunque distan de considerarse plenamente optimizados, son los paneles de capa fina o **thin film**, entre los que se encuentran los paneles de Silicio amorfo (α -Si), con un rendimiento del 10-14%,

los de Teluro de Cadmio (CdTe), lo cuales cuentan con eficiencias del 18-20% y los de diselenuro de Cobre e Indio (CIGS), con una eficiencia del 20% [47]. Debido a la baja eficiencia de los paneles de silicio amorfo, los paneles CdTe y CIGS han tomado el relevo en la última década [47], [48] a pesar de que su instalación se ha visto afectada por la toxicidad de los materiales que los conforman [48], como el Cadmio, que implica la necesidad de una gestión efectiva de la instalación y de los residuos al término de la vida útil de los paneles [27].

Más recientemente se han desarrollado nuevas células fotovoltaicas como las orgánicas (OPV), las compuestas por una hibridación de materiales, ya sean orgánicos-inorgánicos como las Perovskitas o combinaciones de Silicio, y las células de concentración, con lo que se busca alcanzar eficiencias aún mayores que con las tecnologías descritas anteriormente y con un coste reducido.

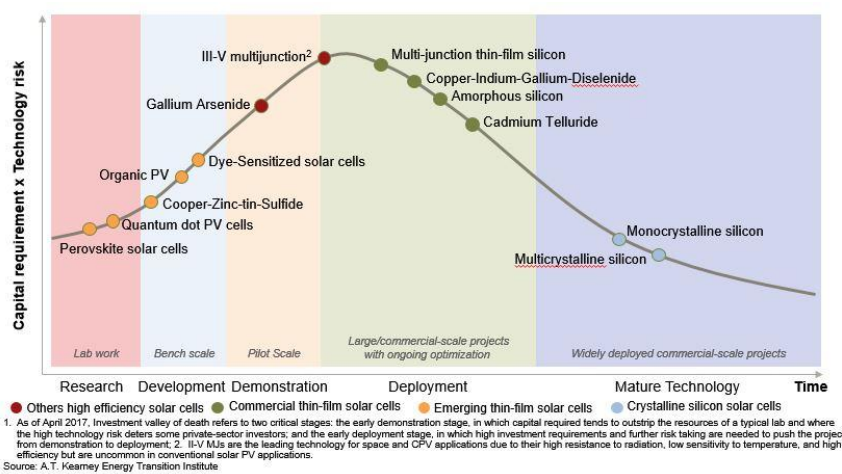


Figura 5.- Madurez de las células fotovoltaicas. Fuente: [49]

El problema con las instalaciones de generación fotovoltaica es que la energía que son capaces de producir depende de un gran número de factores, entre los que destaca la calidad del recurso solar, la temperatura ambiental, la ubicación de los paneles ya que pueden sufrir pérdidas por sombreado provocado por objetos colindantes o por una mala instalación de los paneles, la orientación e inclinación de los paneles, ect. [43], sin olvidar que para poder acoplar la generación a una red AC se debe contar con elementos inversores. Todos estos aspectos pueden llegar a afectar negativamente al rendimiento general de la instalación, y que ponen en la mesa la problemática de la introducción de posibles armónicos en la red por parte de los inversores, con los efectos que ello conlleva [40].

Aun con todo, los beneficios que conlleva la instalación de paneles solares, ya sea a pequeña o gran escala, la reducción de los costes por kW instalado, y las mejoras en la eficiencia han motivado su implantación en los últimos años tanto en países desarrollados, como mercados emergentes.

Solar térmica

Se basa en el aprovechamiento de la irradiación solar para la generación de electricidad o calor.

La generación eléctrica se puede hacer por medio de la concentración solar sobre un conducto que contiene un aceite térmico que se traslada hasta un intercambiador de calor para generación eléctrica por medio de un ciclo Rankine.

Esta forma de generación eléctrica requiere instalaciones con una elevada ocupación de terreno por lo que no sería indicada su implantación en núcleos urbanos o micro redes en las cuales haya limitación de espacio para la generación.

A menor escala, la termo solar se puede integrar en edificio o industrias basando en ella la generación de Agua Caliente Sanitaria (ACS) [40].

Energía eólica

Las turbinas eólicas emplean la energía cinética del viento para la generación de energía eléctrica.

Al igual que la generación fotovoltaica, la generación eólica depende de diversos factores dependientes principalmente del terreno y del recurso eólico disponible ya que la producción de las turbinas viene definida por la velocidad y calidad del flujo de aire incidente sobre las palas. El estrés que sufren por la incidencia del viento, tanto en el fuste como sobre las palas, y las condiciones climatológicas pueden degradar los componentes de la turbina, reduciendo su eficiencia y acortando la vida útil, lo que hace necesario un elevado mantenimiento y sistemas de control interno que optimicen el funcionamiento en condiciones adversas. Con todo esto, hoy en día los generadores eólicos no parecen una opción viable a pequeña escala [9], [12]

Biomasa y biocombustibles

La **biomasa** es cualquier tipo de materia orgánica (ya sea de origen vegetal o animal) y los materiales que se obtienen de su transformación, ya sea natural o artificial [37]. Estos residuos se pueden obtener de diferentes industrias, como la forestal, agrícola y ganaderas, núcleos urbanos o cultivos energéticos y son susceptibles de ser transformados en biocombustibles sólidos, líquidos o gaseosos por medio de procesos bioquímicos o termoquímico para su posterior uso en procesos de generación térmica o eléctrica [37].

Uno de los compuestos resultantes de estas transformaciones es el biogás, un gas obtenido a partir de la descomposición anaeróbica cuyo producto es una mezcla de CO_2 , CH_4 y H_2 , conocido como syngas o gas pobre, el cual puede ser empleado en motores de combustión interna de forma independiente, o bien mezclado con gas natural por medio de la tecnología de tipo downdraft [37].

Sin embargo, este tipo de alternativas al uso de recursos fósiles cuentan con menores densidades energéticas, lo que puede llevar a la reducción del rendimiento de los procesos a los cuales se destinan y su aprovechamiento puede ser o no posible dependiendo de la ubicación de la micro red ya que la posibilidad de generar la materia prima necesaria

puesto que varía con el clima, el suelo, la densidad de población, y las actividades que se desarrollen sobre el terreno [11].

Hidroeléctricas de pequeña escala

El aprovechamiento del recurso hídrico se hace fundamentalmente en zonas rurales y, al contrario que las centrales hidráulicas de gran escala, cuya construcción debe superar las restricciones económicas, sociales y ecológicas, y cuya explotación tiene pocas posibilidades de expansión, el desarrollo de minicentrales hidroeléctricas es mucho más sencillo y permite aprovechar afluentes o ríos de menor caudal, así como los caudales destinados a regadíos o consumo [50]. Las centrales hidroeléctricas de pequeña escala cuentan con un rango de potencia de 5kW hasta 10 MW [40], presentan un alto rendimiento, bajo coste de mantenimiento, larga vida útil y pueden dar una rápida respuesta a cualquier hora del día [37].

Al igual que con la biomasa, la inclusión de la hidroeléctrica en proyectos de micro redes depende en gran medida de la ubicación de esta, de las características del terreno y del recurso hídrico, factores que, además, pueden limitar su expansión en caso de aumentos de la demanda.

3.1.4 Tecnologías de almacenamiento

Dentro de una micro red, la presencia de diferentes elementos de generación distribuida, dependientes a su vez de diversas fuentes de energía primaria, y tipologías de consumidores pueden desestabilizar la red y poner en riesgo la fiabilidad y seguridad del suministro. Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a estabilizar el funcionamiento interno de una micro red, pudiendo regular tanto el voltaje como la frecuencia a corto y largo plazo, permitiendo y facilitando la integración de sistemas de generación renovable de perfil intermitente, permitiendo estabilizar los flujos de potencia hacia la red y reducir las emisiones de CO₂ al reducir la dependencia de sistemas de generación convencionales, por no mencionar los beneficios cuantificables que pueden tener para los consumidores, los cuales cada vez demandan un mayor control sobre su consumo y facilidad en la gestión de sus sistemas de autoabastecimiento energético [51].

Hoy en día existen cinco grupos en los que se dividen los sistemas de almacenamiento, que son el almacenamiento mecánico, químico, térmico, electroquímico y electromagnético.

La elección de almacenamiento se hace atendiendo a las necesidades de sistemas y las funciones a las cuales se destinarán los equipos en función de la densidad energética y de potencia, eficiencia, capacidad, tasa de auto descarga, costes, madurez, número de ciclos de carga y descarga y vida útil de las tecnologías disponibles en cada caso, sin olvidar su impacto medioambiental.

Almacenamiento mecánico

Dentro de este grupo se encuentra el bombero hidráulico (PHES), los volantes de inercia (Flywheel) y los sistemas de aire comprimido (CAES).

El bombeo hidráulico es una de las tecnologías de almacenamiento con mayor nivel de madurez a día de hoy. Estos sistemas aprovechan los momentos de baja demanda, en los cuales se sirven del excedente de generación, para bombear agua hacia un embalse ubicado en una cota superior, incrementando su energía potencial. Cuando se requiera un aporte de generación, se permite el flujo inverso de agua, que acciona una turbina unida a un generador que convierte dicha energía mecánica en eléctrica [40], [52]

Es una solución muy versátil que permite tiempos de descarga de 1-24h+ con eficiencias relativamente altas (80% por sentido, 64% global), costes de operación y mantenimiento bajos, larga vida útil (en torno a 50 años) y con una elevada capacidad de almacenamiento, pero su uso está principalmente enfocado a instalaciones grandes, y sus altos costes de inversión, así como la dificultad de instalación, la cual depende en gran medida de los recursos del terreno, no hace de ésta una solución indicada para proyectos de menor escala, en comparación con otras tecnologías susceptibles de ser instaladas con más facilidad en conjunto con sistemas de generación distribuida [52].

Los volantes de inercia, por otro lado, basan su concepto en la transformación de los excedentes en energía cinética rotacional.

En este caso, masas rotatorias ubicadas en cámaras de vacío y sustentadas por cojinetes magnéticos, con el fin de crear un ambiente de fricción prácticamente nula y aumentar la eficiencia [40], [52], son accionadas por un motor-generador que extrae energía de la red y lo transmite a los volantes por medio de un par motor. En el momento en el que se requiere un aporte de energía a la red, el generador aprovecha la inercia de los volantes para llevar a cabo el proceso inverso de conversión de energía mecánica a eléctrica, produciendo electricidad, a medida que los volantes se van ralentizando [52]. actuando como generadores de respaldo durante un corto periodo de tiempo [40]. Entre las ventajas que presenta esta tecnología es que tiene una alta eficiencia (86%), bajo mantenimiento, aguantan una elevada tasa de ciclos de carga y descarga [52] y tienen una vida útil considerablemente extensa (20-30 años) [40]. La principal desventaja que presentan es su limitada capacidad energética, de apenas unos minutos, lo cual los hace idóneos para mantener el balance de la red ante cambios bruscos, pero no para los usos requeridos en sistemas de autoconsumo ya que lo que se busca son sistemas que permitan un almacenamiento de energía durante un determinado periodo de tiempo y tiempos de descarga de más de dos horas en la mayoría de casos.

Permiten además absorber las fluctuaciones provenientes de generación renovable dependiente de recursos intermitentes y proveer posteriormente un flujo energético más constante [40], [53].

Por otro lado, los sistemas de aire comprimido (CAES) se basan en la captación, compresión y almacenamiento de aire a presión en cámaras subterráneas o depósitos exteriores. Este proceso se lleva a cabo con un motor-generador que opera aprovechándose de los excedentes eléctricos. La producción de electricidad se consigue calentando el aire comprimido en turbinas de expansión acopladas al generador [53]. Para mejorar la eficiencia del sistema, en algunos casos se aprovecha el calor generado durante

la compresión del aire para después ser empleado durante el proceso de descarga, esto es lo que se conoce como CAES adiabático [40], [52]. Además de mejorar la eficiencia, permite reducir la quema de recursos fósiles necesarios para calentar el aire antes de introducirlo en la turbina, reduciendo así el impacto ambiental del proceso.

El CAES adiabático cuenta una eficiencia del 70%-85%, muy superior al 40-50% correspondiente a los sistemas CAES diabáticos, [53], [54] aproximadamente, una tasa de descarga muy variable, como el en casos del bombeo hidráulico, una vida útil similar a la de los volantes de inercia y una baja tasa de autodescarga, pudiendo almacenar energía durante periodos de tiempo mayores que los volantes de inercia [52] y pueden ser diseñados para dar respuesta a sistemas de pequeña o gran escala. Su principal problema son los elevados costes de inversión necesarios para construir los depósitos y sistemas de captación, así como el extenso uso del terreno, razones por las que no se consideran interesantes para instalaciones de pequeño o mediano tamaño.

Almacenamiento químico

Dentro de esta categoría se engloban las pilas de combustible reversibles, basadas en hidrógeno principalmente u otros combustibles con un alto contenido de H, cuyo funcionamiento se ha descrito en el apartado 3.1.3.

Debido a su baja madurez, no se considerarán en este proyecto como posibles soluciones de almacenamiento, pero a futuro pueden ser representar una opción interesante que permita aunar generación y almacenamiento.

Otra tecnología emergente es la del Gas Natural Sintético (SNG, por sus siglas en ingles). Los excedentes energéticos se usan para disociar H_2O en H_2 y O_2 . El H_2 obtenido se junta con CO_2 , resultante de otros procesos, mediante un proceso conocido como metanación, obteniéndose metano (CH_4) que puede o bien almacenarse durante largos periodos de tiempo o bien verterse a las redes de distribución de gas natural para ser aprovechado procesos de generación eléctrica o térmica.

A diferencia de la explotación del Gas Natural convencional, el uso del Gas Natural Sintético no produce emisiones o, dicho de otra forma, no genera una emisión positiva. Esto se debe a que durante el proceso de síntesis del GNS, se aprovecha el CO_2 , como ya se ha explicado, proveniente de otros procesos por lo que durante su uso lo único que se hace es devolver lo tomado, lo que puede considerarse como un balance nulo de emisiones. En resumen, no genera ninguna emisión adicional, pues recicla el CO_2 que ya se ha emitido. Por eso al CH_4 sintético también se le denomina Gas Natural “Renovable”.

Almacenamiento térmico (TES)

El almacenamiento térmico engloba una serie de tecnologías destinadas al almacenamiento de energía en forma de calor [55] en un medio de almacenamiento para su posterior utilización en industrias o edificios en aplicaciones de calentamiento o para la generación de energía., en combinación con un generador termoeléctrico [54], [56]

Los sistemas que aprovechan el calor sensible (STES) son los más comunes cuando se habla de almacenamiento térmico [56]. Se basan en el calentamiento, sin cambio de estado, de materiales, ya sean líquidos o sólidos, como hormigón, sales fundidas, arena, agua, etc, siendo esta última la opción más económica y segura, sobre todo en aplicaciones de 0 a 100°C [55], [56]. Un ejemplo de este almacenamiento es el que se puede encontrar en centrales termosolares de concentración, en la cuales se emplean tanques de sales fundidas para el almacenamiento de calor [53], [56].

Las tecnologías que conllevan un cambio de estado del material empleado se conocen como LTES, o almacenamiento térmico del calor latente, proceso en el cual se aprovecha la energía absorbida durante el cambio de fase de materiales como el hielo, la parafina o sales hidratadas (predominantemente sólido-líquido debido a que permite alcanzar un compromiso entre espacio requerido y capacidad de almacenamiento frente a otros cambios de fase [53], [54]) para su almacenamiento. Este sistema de almacenamiento térmico permite una mayor densidad energética en menor volumen que los sistemas STES por lo que su aplicación se ha enfocado principalmente en edificios y proyectos residenciales.

Por último, se encuentra el almacenamiento termoquímico o TCS, el cual se basa en el almacenamiento y generación de energía térmica por medio de reacciones químicas reversibles. Es la menos madura dentro del almacenamiento térmico, pero presenta la ventaja de poder alcanzar mayores densidades energéticas y ser más eficiente que la STES O LTES. Además, al contrario que las otras dos mencionadas, no presenta el problema de la pérdida de calor por lo que sería indicada para almacenar energía durante largos periodos de tiempo [53], [56].

STES es la más barata de todas pero su baja densidad energética solo la hace adecuada para pequeños periodos de almacenamiento, siendo más indicada para periodos mayores las soluciones tipo LTES. Dependiendo de los materiales usados y de la temperatura del proceso, el STES tiene un rango de eficiencia de entre el 50-90% mientras que el LTES puede tener un 75-90% de eficiencia [53]. Ambas cuentan con una alta ciclabilidad y permiten absorber y amortiguar la intermitencia de generación como la fotovoltaica y la eólica.

Almacenamiento electroquímico

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías recargables experimentaron un crecimiento de más del 50% en 2016, siendo, a día de hoy la tercera tecnología más empleada, después de los sistemas de bombeo y de almacenamiento térmico, en lo que a capacidad instalada se refiere [57], y la forma de almacenamiento más presente en instalaciones de pequeña escala.

La gran ventaja frente a otras tecnologías disponibles es que pueden ser empleados en gran variedad de aplicaciones ya sea para regulación de frecuencia, mejora de la calidad de suministro o con fines económicos debido a la existencia de diversas baterías cuyas características permiten una gran capacidad de adaptación en función de los requisitos de cada instalación, permitiendo desacoplar la generación del consumo. Por otro lado, la

instalación de las baterías también supone una gran ventaja. No solo pueden adaptarse a las limitaciones de terreno y espacio, permitiendo su instalación a nivel residencial, industrial y comercial, si no que su transportabilidad presenta un abanico de posibilidades de cara a futuras instalaciones [58].

El principal inconveniente de las baterías recargables radica en el relativamente bajo número de ciclos de carga y descarga que soporta, lo cual limita en gran medida su vida útil dependiendo del tipo de batería instalado, la tasa de uso y las condiciones ambientales [56]. La tasa de auto descarga, impacto medioambiental de los residuos y la dependencia entre la potencia y la profundidad de descarga son también aspectos a tener en cuenta y que afectan a la gran mayoría de tecnologías actualmente desarrolladas.

En el ámbito de las baterías de estado sólido destacan las baterías Plomo-Ácido (Pb-Acid), las basadas en Nickel (NiCd, NiMH, NiFe, NiZn), Litio (Li-Ion) y Sodio (NaS, NaNiCl) y las de aire- metal (Me-air) y en el de las baterías de flujo caben destacar las baterías Vanadio Redox (Redox flow battery) y las baterías híbridas como las de Zinc-Bromo (ZnBr Battery) [54], [56]

Las baterías que cuentan con mayor grado de madurez son las de Plomo-Ácido [58], las cuales ofrecen una buena relación calidad precio, fácil gestión y sistemas de carga simples. Sin embargo, debido a la toxicidad del Plomo [54], a los problemas que presenta ante ciclos de descarga muy rápidos y/o profundos y a su reducido ciclo de vida (<2000 ciclos) [58], [59], su desarrollo se ha visto frenado en los últimos años [59], por lo que estas baterías tienen a desaparecer o apenas se usan en proyectos de micro redes. Las baterías cuya base es el Nickel presentan una mejor densidad energética y de potencia y un mayor número de ciclos, pero su efecto memoria afecta a su capacidad, lo cual requiere de mantenimiento constante, pero suponen una solución para el almacenamiento sencilla, de fácil gestión y con capacidad de proveer un servicio fiable y de larga duración, al igual que las baterías Plomo-Ácido [58]. Las baterías de sodio, entre las que destacan las Na-S, tienen la gran ventaja de disponer de una elevada densidad de potencia y energía, lo cual, junto con una elevada eficiencia, casi nula tasa de autodescarga, facilidad en su gestión y el uso de materiales fácilmente accesibles y abundantes, ha hecho de estas baterías una opción muy atractiva [56]. Sin embargo, requieren de una determinada temperatura para funcionar de forma óptima (350°C), lo cual hace necesario el disponer de equipos que permitan alcanzar dicha temperatura, aumentando su coste de inversión y mantenimiento [58], aunque esto también supone la ventaja de que son “insensibles” a la temperatura ambiente por lo que, con los equipos mencionados, su aplicación no quedaría supeditada a condiciones de temperatura del emplazamiento.

Actualmente, las baterías de Ion-litio son las que ofrecen el mejor conjunto de características en cuanto a la densidad de energía y potencia, una considerable vida útil en torno a 15 años o 6.000 ciclos, eficiencia superior al 95% [58], baja tasa de autodescarga [53] y excelentes tiempos de respuesta [58]. Hasta hace unos años, su aplicación estaba limitada a sistemas electrónicos de pequeña escala pero desde hace unos años su uso se ha extendido hasta aplicaciones eléctricas de pequeña y gran escala, como

las micro redes [59] gracias a la introducción de mejoras en su operación, especialmente relacionadas con la seguridad, debido a la inestabilidad de sus electrodos [54]

Las baterías de flujo, siendo las más comúnmente adoptadas las de Vanadio Redox [53], ofrecen características similares a las baterías sólidas. Su funcionamiento se basa en el flujo de dos soluciones electrolíticas, almacenadas en tanques distintos, por una celda electrolítica en la cual, durante los procesos de carga y descarga sufren una reacción de oxidación y reducción, liberando electrones que dan lugar a la corriente eléctrica [53], [59]. Estas baterías cuentan con una eficiencia de entorno al 85%, soportan un elevado número de ciclos (5000, aproximadamente), tienen una rápida respuesta y permiten tiempos de descarga de más de 24h [58]. La mayor ventaja que presentan frente a las baterías de estado sólido es que su densidad de energía depende del tamaño de los tanques que contienen los electrolitos y la densidad de potencia puede ser adaptada en función del número del número y tamaño de las celdas en las que se produce el intercambio de iones [53], lo cual las hace una solución de almacenamiento fácilmente adaptable y polivalente [58]. Sin embargo, tienen mayores requerimientos de espacio que las baterías de estado sólido, elevados costes de inversión y mantenimiento a lo largo de toda su vida útil y presentan problemas en la calidad de la densidad energética debido a la inestabilidad de las soluciones electrolíticas, lo que frena su desarrollo en un mayor número de aplicaciones [58]. Tampoco se debe olvidar que este tipo de baterías cuentan con componentes que no son medioambientalmente benignos.

Almacenamiento electromagnético

Los superconductores y ultra condensadores no serán considerados en este proyecto por estar aún en fase de demostración pero, sus características técnicas como su elevada densidad de potencia, eficiencia del orden del 95-99%, elevado número de ciclos de carga y descarga, profundidad de descarga, bajo mantenimiento y rápida respuesta las hace muy atractivas para futuras aplicaciones [55]. Al igual que los sistemas de Flywheel, estos sistemas de almacenamiento cuentan con ratios de descarga muy rápidos, de apenas algún minuto.

La baja densidad energética y elevada tasa de autodescarga son los dos motivos que están retrasando la implantación a gran escala de los ultracondensadores (EDLC), motivo por el cual se está empezando a barajar la posibilidad de desarrollar sistemas híbridos junto a baterías, lo cual permitiría una mejor global de ambas tecnologías a corto plazo.

Los Superconductores (SMES), por otro lado, presentan el inconveniente de requerir sistemas de refrigeración y elevadas cantidades de material conductor, lo cual supone unos costes de instalación excesivamente elevados, no siendo por tanto viable con los materiales disponibles a día de hoy.

3.2 Situación regulatoria

Este apartado parte de una premisa fundamental y es que, a día de hoy, no hay ninguna normativa que regule, ampare y controle el desarrollo e implantación de micro redes.

De la falta de normativa ha obligado a sortear las trabas regulatorias existente y a aprovechar posibles lagunas legales para poder llevar a cabo los proyectos actualmente instalados. Esto puede entenderse en primera instancia, pero, visto el horizonte energético y las normativas a nivel europeo y mundial para la reducción de emisiones y aumento de la disponibilidad de acceso a energía proveniente de fuentes renovable, se hace necesario motivar un cambio en materia energética y regulatoria que fomente la transición de los sistemas actuales de generación, transporte y distribución, controlados de forma centralizada, hacia un nuevo sistema en el cual la red soporte la integración de nuevos elementos polifacéticos que actúen como generadores y distribuidores para los consumidores a los que se encuentre ligados, que puedan dar servicios a la red general y también beneficiarse de los que da esta como un elemento más.

El desarrollo de una normativa sólida debe poder sentar las bases para un nuevo sistema energético que defina una hoja de ruta acorde a los escenarios planteados, que pueda proteger tanto a los clientes o propietarios de las micro redes, como a los que no pueden tener acceso a ella, definir nuevos planes retributivos y fiscales y establezca los procesos necesarios para acceder a dichas instalaciones, así como un marco que regule las interconexiones entre micro redes y la red central, en materia económica, tecnológica y social, y que procure el establecimiento de protocolos de funcionamiento, tanto en régimen normal como de emergencia.

La regulación de la transición energética debería poder realizarse en paralelo al desarrollo de la tecnología y ser no una traba, sino un impulsor que defina los derechos y obligaciones a respetar y cumplir por todas las partes implicadas en este proceso de renovación.

En problema en España, a diferencia de otros países europeos, es que no ha sabido adaptarse al cambio y ha optado por proteger y blindar el sistema eléctrico actual, desincentivando el desarrollo de instalaciones de autoconsumo conectadas a la red.

Mientras que las instalaciones de autoconsumo aisladas de red no presentan ningún problema (siempre y cuando nunca exista la posibilidad física de conexión), las instalaciones de autoconsumo que presenten un punto de conexión a red quedan inmediatamente sujetas a lo establecido en el Real Decreto 900/2015,” de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.”[60]

En este decreto, se definen dos tipos de instalaciones de autoconsumo:

Tipo 1. Instalaciones con menos de 100 kW de potencia contratada en las cuales la suma de las potencias de generación instaladas no puede superar a la potencia contratada. No están sujetas a darse de alta en el RAIPRE ((Registro Autonómico de Instalaciones de Producción en Régimen Especial), es de aplicación el RD 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.”. Las instalaciones de autoconsumo de potencia menor a 100 kW quedan englobadas en esta modalidad de autoconsumo “Cuando se trate

de un consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuvieran dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que será el sujeto consumidor.”

Tipo 2. Son instalaciones que no cuentan con un límite de potencia contratada, aunque su potencia de generación instalada, al igual que en la modalidad de tipo 1, tiene la restricción de que debe ser igual o inferior a la contratada. Al contrario que las instalaciones de Tipo 1, estas instalaciones deben estar dadas de alta en el RAIPRE y se definirá como tal “cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el sujeto consumidor y el productor.”

Dentro de esta modalidad, las instalaciones de menos de 100 kW quedan sujetas a lo estipulado en el RD 1699/2011, y las de más de 100 kW deberán atenerse al RD 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.”

Hasta el año pasado se establecía que, para ambos tipos de modalidades, “En ningún caso un generador se podrá conectar a la red interior de varios consumidores.”[60], lo cual suponía la imposibilidad de disponer de instalaciones de autoconsumo compartido de energía, aun cuando su presencia no comprometía en modo alguno la integridad o estabilidad del punto de conexión. En mayo de 2017, una resolución del Tribunal Constitucional anuló dicha imposición[61], además de los artículos 19,20,21 y 22 del RD900/2015. Esto implica, no solo la posibilidad de compartir la generación entre varios consumidores, sino también la posibilidad de compartir y recurrir a sistemas de acumulación comunitarios.

Sobre los vertidos a red. En ambos tipos de instalaciones, salvo para las instalaciones de la modalidad tipo 1 con una potencia menor a 10 kW, se permite el vertido de excedentes a red pero solo pueden beneficiarse económicamente por ello las instalaciones sujetas a la modalidad Tipo 2, las cuales perciben una retribución por la energía devuelta a precio de *Pool*, es decir, los precios que se manejan en el mercado mayorista en el cual participan instalaciones productores las empresas distribuidoras y comercializadores.

Sobre la posibilidad de instalar sistemas de acumulación con baterías. Se permite la instalación de sistemas de acumulación para ambas modalidades, aunque su presencia tendrá un papel fundamental en los cargos fijos que se definirán más adelante.

Contratación de tarifa regulada. Los elementos de red que suscriban un contrato de autoconsumo deberán igualmente suscribir un contrato de suministro, según las tarifas reguladas, bien sea con una comercializadora, o directamente con una distribuidora, según su potencia prevista y nivel de tensión, independientemente de la capacidad de autoabastecimiento energético.

En problema principal de este RD es lo que se comentará a continuación y es lo que se conoce popularmente como el “impuesto al sol”. Dicho impuesto se justifica bajo el pretexto de que aquellos consumidores que cuenten con sistemas de generación y tengan conexión a red pueden usar ésta para cubrir sus necesidades cuando su propia instalación no sea capaz deben aportar al sistema eléctrico por usarlo como generación de respaldo y no como suministro principal. Sin embargo, este peaje no se paga en aquellos momentos en los que se recurre a la red, si no que se paga durante el tiempo en el cual se aproveche lo generado por la instalación, por lo que más que ser un “peaje de respaldo” es un peaje al autoconsumo.

Este “peaje de respaldo” se compone de dos términos, por energía autoconsumida y por potencia fija, que se sumarán a los términos de energía y potencia que se abonen por la tarifa contratada.

Los pagos variables por energía autoconsumida se abonan siempre, independientemente del tipo de contrato de autoconsumo suscrito, y su cuantía varía dependiendo de la tarifa de suministro contratada, excepto las instalaciones de menos de 10 kW suscritas a la modalidad Tipo 1, que quedan exentas del pago de dicho peaje.

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	0,049033					
2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,060728					
2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A ($P_c > 15$ kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Figura 6.- Tabla de cargos variables por energía autoconsumida. Fuente[60]

Según lo establecido en el RD 900/2015, este término variable de potencia se establece en base a 1º) Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes, 2º) Los pagos por capacidad y 3º) Otros servicios del sistema, diferenciando entre: los asociados a los servicios de ajuste del sistema eléctrico, a excepción del coste de desvíos, los asociados al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad y los asociados a la retribución del operador del mercado y del operador del sistema.

El otro término que conforma el peaje de respaldo es el cargo por potencia fija. Como se indica en el RD, su facturación se hace en base a “la diferencia entre la potencia de aplicación de cargos definida en el artículo 3 y la potencia a facturar a efectos de aplicación de los peajes de acceso”, y establece que “En todos los casos se considerará esta diferencia nula cuando el valor sea negativo.”

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHA ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.0 DHS ($P_c \leq 10$ kW)	8,989169					
	2.1 A ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHA ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	2.1 DHS ($10 < P_c \leq 15$ kW)	15,390453					
	3.0 A ($P_c > 15$ kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Figura 7.- Cargo fijo por potencia y año. Fuente: [60]

El punto 9 del Anexo 1 establece los métodos para calcular la potencia de aplicación de cargos. Un ejemplo de este cálculo se puede encontrar en [62]

Sobra decir que, con esta normativa, poco se puede hacer en materia de autoconsumo por el momento, salvo que se hable de instalaciones aisladas o de pequeño tamaño (<10 kW).

3.3 Consideraciones a nivel global

3.3.1 Proyectos globales y previsiones de crecimiento

Bloomberg New Energy Finance, en su publicación más reciente acerca del estado de las micro redes [22], ha identificado cerca de 300 proyectos operativos a nivel global en relación a esta temática y más cerca de 200 anunciados, o en construcción.

Desde 2010, el mercado de las micro redes ha mantenido un crecimiento constante, a excepción de dos pequeños recesos en 2012 y 2014.

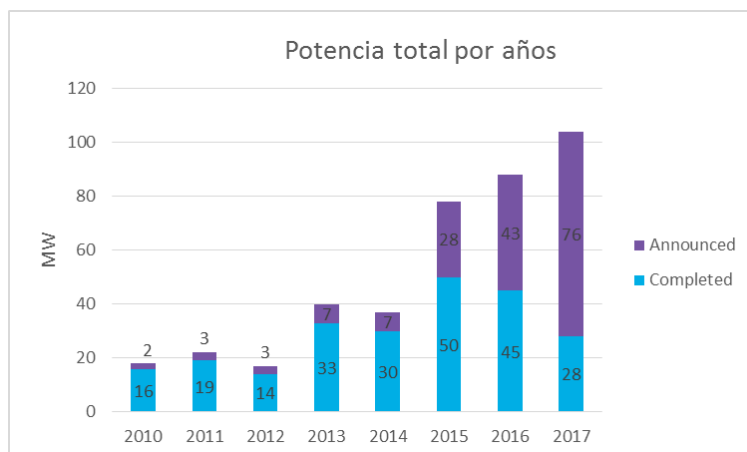


Figura 8.- Potencia instalada o anunciada para nuevos proyectos de micro redes. Fuente: Elaboración propia

Si se completan los 176 proyectos anunciados se prevé un aumento de capacidad instalada (7544 MW) de 5096,293 MW lo cual supondría un aumento del 675% , alcanzándose los 51 GW de potencia instalada a nivel mundial.

A día de hoy, la mayor parte de los **proyectos operativos** se localizan en EEUU y China y Japón, seguidos de los instalados en las Azores, Islas Fiji, Jamaica, Seychelles, Vanuatu, Maldivas, etc y en las islas del Caribe y Latino América, aunque, atendiendo a la capacidad instalada por países, por detrás de EEUU (205 MW), China (86 MW) y Japón (68 MW), encontramos los proyectos instalados en Dinamarca (63 MW), Australia (37 MW), Corea del Sur (28,5 MW), Guadalupe (28,5 MW), Cabo Verde(25 MW) y Brasil (25 MW) que, junto con los tres primeros, reúnen el 75% de la potencia total instalada a nivel mundial.

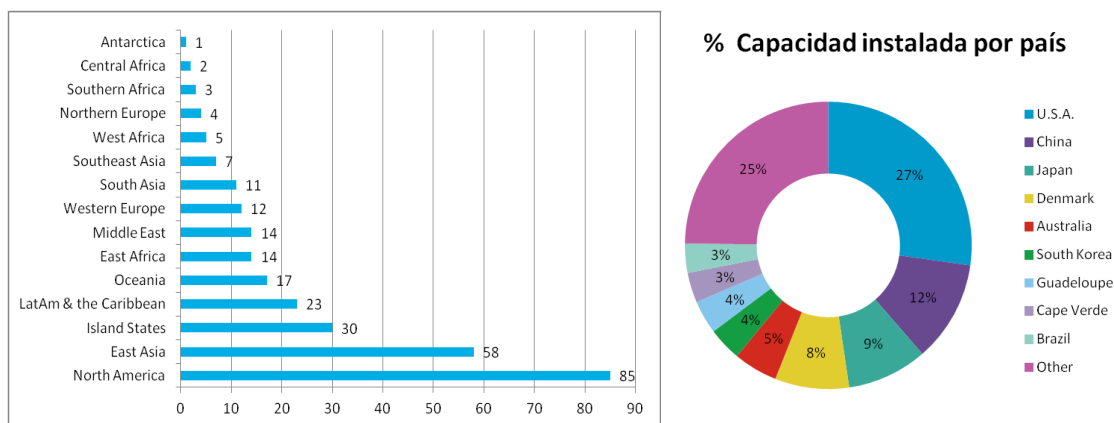


Figura 9.- Número de proyectos operativos por región y capacidad instalada (%) por país. Fuente: Elaboración propia

De entre todos ellos, un 60% de las micro redes se destinan a dar servicio a instalaciones de C&I o su funcionamiento está pensado para trabajar de forma autónoma y el 40% restante se divide entre proyectos de pequeña escala, proyectos residenciales o militares, entre otros.

China y Japón se colocan a la cabeza en potencia instalada en todas las modalidades con conexión a red, entre las que destaca la potencia instalada en proyectos residenciales y comunitarios con una potencia del 87 MW, frente a los 42 MW destinados a C&I o a

proyectos Micro-utility, con 33 MW, mientras que EEUU cuenta con la mayor potencia instalada en micro redes aisladas de todo el mundo, con casi 80 MW.

En cuanto a los **proyectos en desarrollo**, aparte de los proyectos que se encuentran en desarrollo en EEUU y el este asiático, es interesante observar como la distribución de proyectos se centra en esta ocasión en regiones o países con un nivel de desarrollo inferior a los que actualmente dominan en el mundo de las micro redes, como África y el sudeste asiático.

El papel de estos proyectos en el desarrollo de comunidades con un complejo acceso a electrificación básica o problemas de suministro debido a la pobre calidad de este justifican el cambio de objetivo territorial que se espera para los próximos años.

Según las previsiones, los 39 proyectos previstos para su implantación en el sector este del continente asiático tendrán a China como principal receptor de aproximadamente el 85% de la potencia prevista, lo cual ascendería a un total de 4263,45 MW. África y Oceanía, en concreto Nigeria y Australia tienen previsto un aumento de potencia de 313,4 y 151 MW respectivamente, valores muy inferiores a los indicados para China, pero no sorprendentes.

Por un lado, Nigeria se enfrenta a un problema de abastecimiento de fuel y gas, necesarios para alimentar las plantas eléctricas del país, lo cual ha supuesto en el último mes un descenso de generación energética de 2675 MW [63]. Esto explica la necesidad de la instalación de sistemas de generación independientes de estas fuentes primarias para abastecer o suplementar las carencias energéticas.

Australia por su parte, cuenta con una red de suministro fiable y continua pero el cierre de plantas de carbón en 2017 ha supuesto un cambio en la estabilidad y desembocado en una gran dependencia energética de otras plantas para evitar los continuos apagones a los que se enfrenta el país, en concreto el sur insular, El estrés que esto pone en el sistema, además de la congestión de las líneas disponibles para suministro, con sus consecuentes efectos negativos sobre la resiliencia del sistema ha elevado la necesidad de buscar una solución eficaz lejos de las soluciones convencionales.

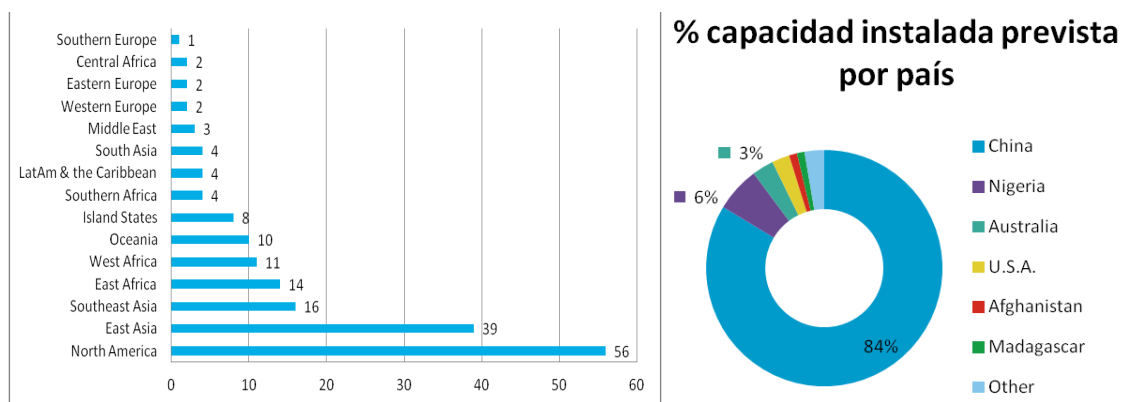


Figura 10.- Número de proyectos anunciados por región y capacidad prevista (%) por país. Fuente: Elaboración propia

El reparto de tipologías dentro de las futuras micro redes mantendrá el escenario actual, dando una ligera superioridad a proyectos aislados o de C&I frente al resto de modalidades. Cerca del 75% de la potencia instalada en micro redes aisladas se ubicará en el sudeste asiático, tomando el relevo a EEUU, mientras que el este asiático prevé un aumento considerable de su presencia en el resto de modalidades, manteniéndose en todas ellas a la cabeza.

En una primera aproximación, se prevé un cambio significativo en la cantidad de potencia destinada a proyectos de C&I, Micro-utility y Utility/Neighbourhood en comparación con la situación actual. La tendencia de crecimiento de los últimos años parece indicar que los proyectos destinados a fines comerciales e industriales (C&I) serán los más demandados debido a su continuo crecimiento desde 2011.

La única disminución se dará en la modalidad de Isla de la cual únicamente está prevista la implementación de 16 nuevos proyectos, frente a los 91 actualmente operativos, la mayoría de los cuales se encontrarán en el sudeste asiático aumentando así su potencia en este aspecto de 20 a 42 MW.

De forma general, la mayor parte de potencia que se espera instalar en los próximos años tendrá como principales objetivos Asia, Norte América, Europa y Oceanía, a los cuales se incorporan Oriente y África en proyectos de Micro-utility y C&I, respectivamente, disminuyendo por el momento el desarrollo de proyectos en Latino América y el Caribe en todos los ámbitos.

Desde el punto de vista de generación renovable, la gran mayoría de los proyectos en desarrollo tienen previsto el uso de unidades de generación de estas características, apoyados por sistemas de almacenamiento. Las dos tecnologías con mayor presencia serán la eólica y fotovoltaica.

En la actualidad, el 30% de la generación renovable en proyectos de micro redes se basa en fotovoltaica, el 57% en eólica y el resto en hidráulica. Sin embargo, el descenso de los precios de PV justo con la expansión de las micro redes hacia mercados emergentes con un alto índice de radiación solar parece indicar un cambio en la situación de aquí a los próximos años, tendencia que ya se viene observando desde 2013.

Las gráficas que se muestran a continuación tienen como objetivo el detallar que tecnologías de generación primarán en función de la funcionalidad de cada proyecto.

En ellas se observa como la eólica despuntará en proyectos “Utility/Neighbourhood”, alcanzando un total de 1570 MW, mientras que la PV tendrá una presencia más uniforme en proyectos “Utility/Neighbourhood”, “Micro-Utility” y “C&I”.

La generación hidráulica irá perdiendo fuerza en los próximos años, al igual que la generación por biomasa, empleándose casi exclusivamente para fines de micro generación.

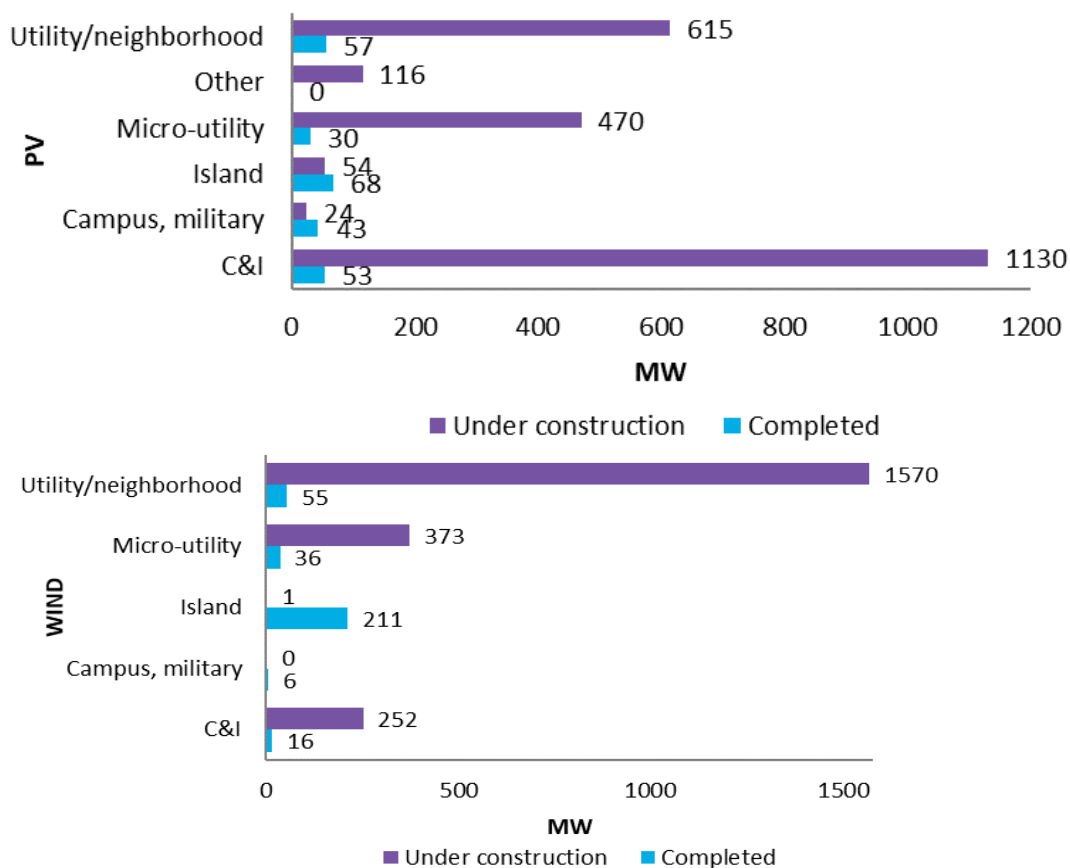


Figura 11.- Capacidad instalada y prevista de generación eólica y fotovoltaica según tipología de micro red. Fuente: Elaboración propia

3.3.2 Modelos de negocio más extendidos y emergentes

A día de hoy, la mayoría de proyectos de micro redes sirven proyectos de investigación y desarrollo pero, según se van alcanzando hitos de madurez en las tecnologías y elementos que las conforman, los mercados se están preparando para la siguiente fase de desarrollo del producto y para ello es también necesario definir los modelos de negocio bajo los cuales se puede definir el planteamiento, implantación y ejecución de la micro red más allá de los objetivos técnicos o sociales que se pretendan alcanzar.

Modelo de negocio	Madurez	Ingresos potenciales	Prevalencia
Owner Financing & Maintenance	Alta	Medio	Alta
Pure Component Sales	Alta	Alto	Baja
Government Energy Service Contracts	Alta	Medio	Baja
Design, Build, Operate, Own, and Maintain (DBOOM)	Media	Alto	Baja
Pay-As-You-Go (PAYG)	Media	Bajo	Alta
Software as a Service	Media	Bajo	Baja
Power Purchase Agreements (PPAs)	Baja	Alto	Media
O&M	Baja	Bajo	Baja

Tabla 3.- Modelos de negocio y nivel de madurez. Fuente:[64]

Como se puede observar en la tabla, de los modelos de negocio identificados como posibles alternativas, por nivel de madurez y prevalencia, el más empleado a nivel global es el contrato de **Owner Financing & Maintenance**. Bajo este modelo de negocio, los propietarios de la micro red, bien sean empresas o consumidores directos, asumen todos los gastos para la construcción, puesta en marcha y operación de la micro red, contratando a empresas externas el diseño y desarrollo del modelo necesario. Este modelo de negocio es interesante desde el punto de vista económico puesto que todos los beneficios derivados de la explotación de la micro red son percibidos por su propietario, con la desventaja de que suponen un alto riesgo financiero, sobre todo para consumidores directos cuyos recursos económicos son más limitados.

Una alternativa a este modelo de negocio es el **Power Purchase Agreement (PPA)**, por el cual el desarrollo del proyecto se suscribe entre las dos partes, desarrollador y consumidor. Este tipo de modelos de negocio permite una estructura de propiedad flexible y protege al consumidor en caso de problemas en el suministro o incumplimiento del contrato. La duración de estos contratos suele ser de más de 10 años, durante los cuales se mantiene el precio por el servicio contratado, evitando las fluctuaciones del mercado general, lo que hace que en determinados momentos una de las dos partes obtenga mayores o menores beneficios, con lo que su idoneidad debe de evaluarse previamente. Este tipo de modelo de negocio es relativamente nuevo, pero puede llegar a alcanzar un elevado nivel de inclusión en proyectos de diverso alcance.

Otro modelo de negocio que goza de una mayor madurez es el **Pure Component Sales**, que realmente engloba la concepción de las micro redes como nuevos productos que ofrecer a los nuevos mercados por parte de las empresas desarrolladoras. En este ámbito, se están creando alianzas entre empresas que ofrecen productos como inversores, placas solares, almacenamiento, etc. para ampliar su portfolio, haciendo así de las micro redes una nueva línea de negocio. Según esta definición, este modelo de negocio podría complementar al de Owner Financing & Maintenance como el proveedor de la micro red que percibe un ingreso por su desarrollo e implantación y posterior venta a un cliente que pasará a operarla y mantenerla de forma autónoma.

Otro modelo de negocio en esta línea es el de **Software as a Service**. En este caso, empresas con experiencia en el desarrollo, comercialización y operación de componentes electrónicos y sistemas de control y adquisición de datos (SCADA) se han lanzado al mercado ofreciendo servicios centrados exclusivamente en el control remoto del funcionamiento de micro redes por medio de la instalación de software propio. Los clientes contratan los servicios de empresas referentes del sector las cuales se encargan de la gestión de los recursos de generación distribuida y almacenamiento en el emplazamiento con el fin de optimizar su rendimiento y operación, lo que supone una gran opción para propietarios de micro redes sin conocimientos en la gestión efectiva de sistemas de energía. Por el momento hay pocas micro redes operadas bajo este modelo de negocio y es cuestionable si este modelo de negocio prosperará dado que ya hay empresas que ofrecen servicios conjuntos de hardware y software propio para la gestión de la micro red.

Otro modelo de negocio en esta línea es el de **Microgrid as a Service**. Es el modelo que actualmente propugnan Yunicos y Agrekko y supone una evolución del PPA y del Software as a Service descritos previamente. Bajo este modelo de negocio, los usuarios de la red suscriben un contrato con una empresa que no solo garantiza el suministro eléctrico bajo las cláusulas de un PPA, sino que también se encarga de la gestión de los recursos propios de generación y almacenamiento distribuidos para hacer una gestión mucho más eficiente de las opciones que se pueden brindar para el autoconsumo.

El gobierno central también puede ser un foco de negocio para el desarrollo de micro redes, sobre todo enfocadas a dar servicio a bases militares y otras instalaciones gubernamentales. Esto es lo que se conoce como **Government Energy Service Contracts**. Estos modelos de negocio se suscriben por un largo periodo de tiempo, por lo que se asemejan a los PPA.

Empresas como Schneider y Siemens fueron dos de las primeras empresas en plantear el **Design, Build, Operate, Own, and Maintain** por el cual las empresas adquieren total control, autonomía y responsabilidad sobre el diseño, construcción y mantenimiento de las micro redes que lleven a cabo, sin renunciar a su propiedad. El desarrollo de estos proyectos está fundamentalmente enfocado a empresas con una amplia trayectoria que puedan dar garantías a sus clientes o inversores prospectivos que tengan interés por el movimiento emergente de las micro redes y busquen proyectos que gocen de cierta seguridad de cara a una posible inversión de capital.

Los contratos de **O&M**(Operación y mantenimiento) y **Pay As You Go** han surgido principalmente para dar respuesta a las necesidades crecientes de nuevos mercados en los cuales la falta de recursos económicos y de mano de obra cualificada para desarrollar y mantener en condiciones óptimas las instalaciones de esta índoles. Los contratos Pay as You Go permiten dar un uso a las micro redes similar al de una gasolinera. La financiación necesaria para la construcción e instalación de las micro redes se consigue por diversos mecanismos y los usuarios pagan por los servicios consumidos según los usen. Dado que aproximadamente 1/5 de la población mundial no tiene acceso a electrificación básica, este tipo de modelo de negocio puede ser de interés, pero, como siempre, su éxito radica en conseguir la financiación necesaria. Los contratos O&M permiten a los usuarios de micro redes asegurar un buen mantenimiento de las instalaciones, sobre enfocada a zonas o mercados que no cuentan con mano de obra cualificada. Un mal estado de los elementos de la micro red puede desembocar en un funcionamiento inferior a lo previsto, reducción de la vida útil y aumento del tiempo esperado de retorno de la inversión, entre otros.

Capítulo 4 PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

4.1. Datos de la instalación

4.1.1. Ubicación y distribución de la micro red

El presente proyecto engloba el dimensionamiento de una micro red para el autoabastecimiento eléctrico de un complejo residencial, tipo urbanización, con edificación vertical.

La urbanización en cuestión se ubica en el norte de Madrid, más en concreto en la localidad de Alcobendas.

Lat.: 40°30'

Long.: 3°39'

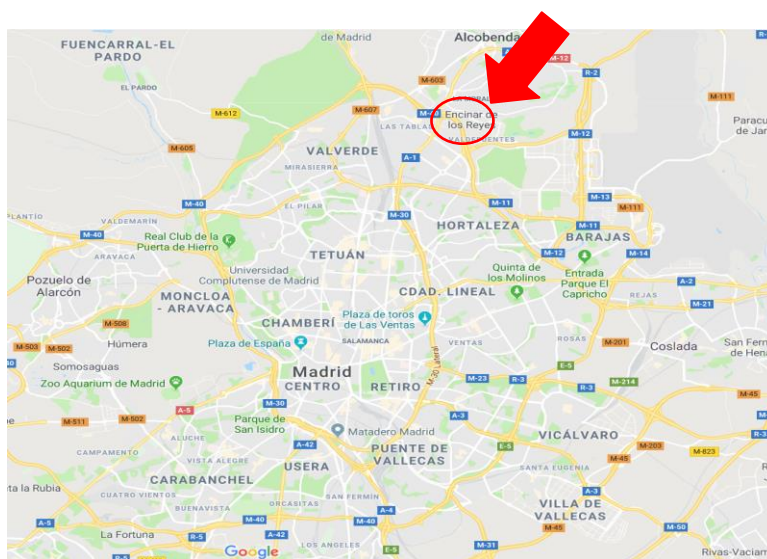


Figura 12.- Ubicación proyecto. Fuente: Google Maps

La urbanización cuenta con cuatro bloques de vecinos, de cuatro pisos cada uno (3 de viviendas y el sótano donde se encuentra el garaje y los trasteros de cada portal) de los cuales 3 de ellos cuentan con dos portales de acceso y el restante con tres. Todos los bloques cuentan con garaje individual y común a sus correspondientes portales.

La distribución de todos los bloques es muy parecida y es por ello por lo que el detalle de los principales consumos de definirá por portal, siendo más fácil escalarlos para cada bloque a posteriori.

Los consumos de cada bloque se desglosan según lo siguiente:

- **CONSUMOS POR PORTAL** (3 plantas, 4 viviendas por planta)
6 viviendas de 3 dormitorios. Potencia contratada 5,5, kW.

6 viviendas de 2 dormitorios. Potencia contratada 4,6 kW.

Ascensor ThyssenKrupp Sinergy Element. Capacidad máxima 6 personas, 450 Kg. 2,8 kW, 1m/s

Iluminación del ascensor. 4 LED x 6W.

Iluminación escalera. 6 luminarias incandescencia /planta x 50 W (Incluye iluminación del tramo de escalera correspondiente)

Iluminación trasteros. 7 incandescencia x 50 W,

Cada bloque cuenta con garaje individual cuyos consumos se detallan a continuación.

▪ **CONSUMO GARAJE**

Iluminación. 11 descarga x 9W (Funcionamiento 24h/día). En el caso del cuarto bloque, el garaje es de mayores dimensiones, por lo que el número de luminarias asciende a 17.

Motor puerta de garaje. EMG Elettronicca 2 Mod 71 B 0,55 kW

También se incluirá en el dimensionamiento de la micro red los consumos ligados a la iluminación exterior, los cuales varían durante el año, en función de las horas de luz, como se recoge en el Anexo I.

▪ **ILUMINACIÓN EXTERIOR**

Farolas. 33 descarga x 100 W

Balizas. 28 LED x 12W

La distribución en detalle de los bloques es la siguiente:



Figura 13.- Distribución bloques urbanización. Fuente: Elaboración propia y Google Maps

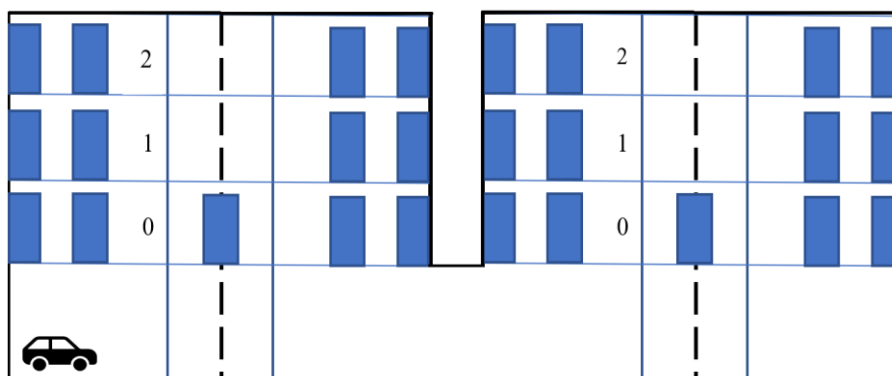


Figura 14.- Distribución interna B1,2,3. Fuente: Elaboración propia

El Anexo I describe la metodología empleada para obtener las curvas de consumo por estación anual de cada uno de los bloques de la urbanización, necesarios para el posterior dimensionamiento de la instalación de generación fotovoltaica y el sistema de almacenamiento.

A nivel de detalle de la micro red, cada uno de los bloques cuenta con su propio sistema de almacenamiento y generación. La elección de distribuir la generación y el almacenamiento entre los bloques, en vez de considerar un sistema centralizado atiende a dos motivos claros.

Por un lado, cabe resaltar que el consumo de los bloques 1,2 y 3 se va a considerar prácticamente igual en base a su similitud, mientras que el bloque 4 presenta un mayor consumo por lo que parece razonable separar los consumos de los tres primeros del último. Al considerar dos consumos tipo claramente diferenciados (B1,2,3 y B4), es posible realizar un dimensionamiento para cada bloque, tanto de generación como de almacenamiento, mucho más acorde a las necesidades de cada caso, lo cual puede traducirse en un ahorro significativo al optimizar el número de elementos necesarios para la instalación de autoconsumo en cada caso.

Por otro lado, y probablemente más relevante que lo mencionado anteriormente, es la autonomía que confiere esta separación a la instalación. El poder disponer de elementos de generación y almacenamiento que operan de forma independiente entre sí, aunque conectados por medio de nudos comunes en la red interna de la urbanización, aumenta la fiabilidad y seguridad de la instalación al proteger la autonomía de cada uno de los bloques en caso de faltas en alguno de los bloques colindantes y permitir el funcionamiento individual durante paradas obligatorias de mantenimiento.

La micro red se compone, por tanto, de 5 consumos, 4 sistemas de generación fotovoltaica y 4 sistemas de almacenamiento, además de los correspondientes sistemas de medida y protección, inversores y transformadores, entre otros elementos necesarios para su funcionamiento. A medida que se vaya dimensionando la instalación, se detallará el objetivo y necesidad de contar con determinados elementos, como los inversores y el transformador.

La siguiente figura describe de forma más detallada la interconexión prevista entre bloques y las soluciones de autoconsumo de cada una de ellas.

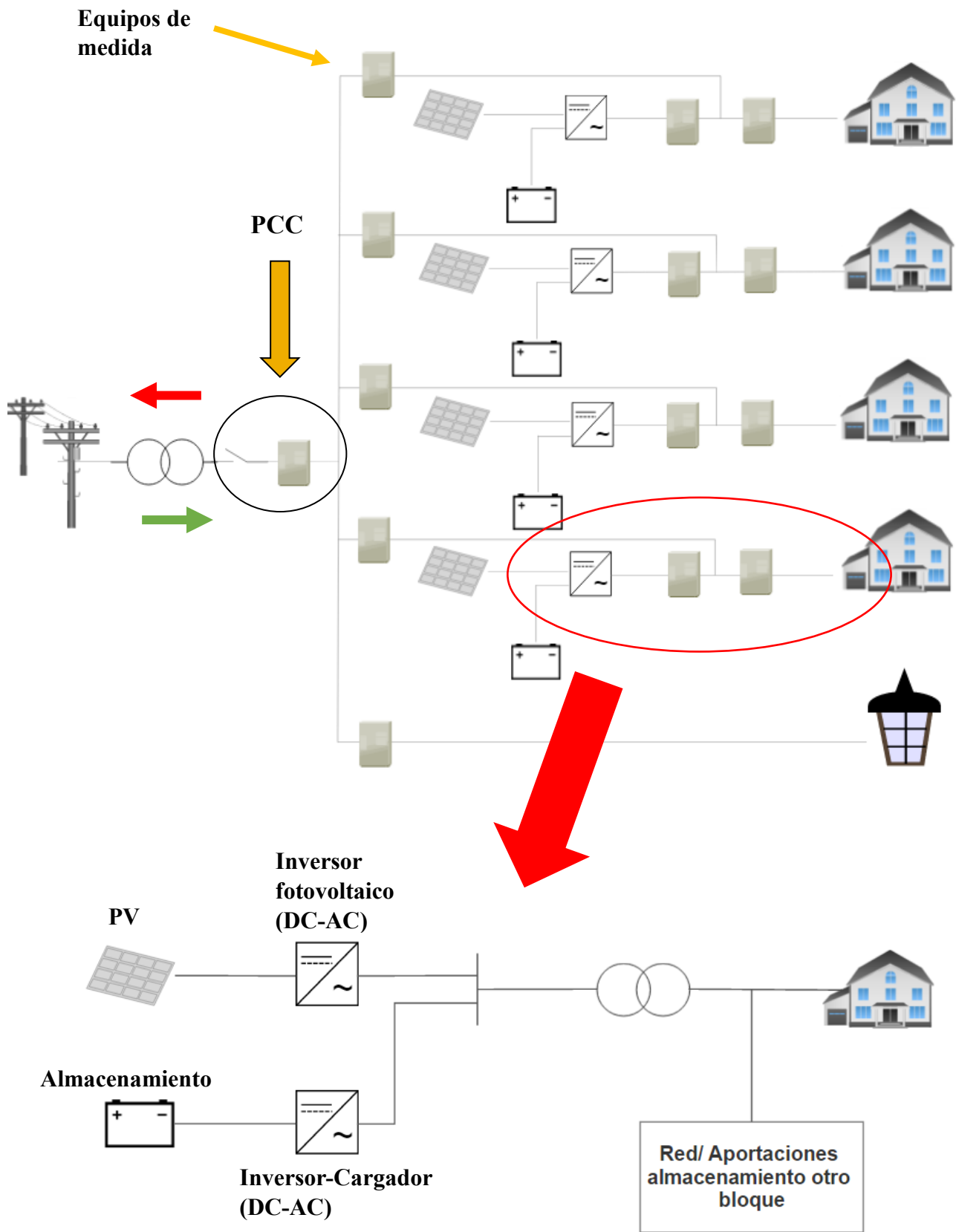


Figura 15.-Organización y elementos de la micro red. Fuente: Elaboración propia

4.1.2. Requisitos de funcionamiento y escenarios considerados

El objetivo previsto para esta micro red es dotar de un significativo nivel de “autosuficiencia” y seguridad y persigue el beneficio para los consumidores derivado del uso de una instalación fotovoltaica con baterías para el aprovechamiento de los excedentes en horas de poca o nula producción.

La principal mejora que se espera ver será en la factura eléctrica, pero es cierto que los costes de inversión pueden poner en jaque la viabilidad económica de la instalación.

Dado que los costes de inversión pueden dispararse y hacer que un 100% de cobertura energética suponga un elevadísimo coste, además de los elevados requisitos de espacio, y una posible actuación al margen de lo estipulado en el Boletín Oficial del Estado para sistemas de autoconsumo para la modalidad contemplada, se plantearán dos escenarios de cobertura adicionales con los que se pretende llegar a una solución interesante desde el punto de vista económico, técnico y regulatorio.

El funcionamiento de la micro red se basará en la capacidad de abastecer diariamente la demanda energética de cada uno de los consumos de la urbanización. Para ello, Los módulos fotovoltaicos suministrarán energía aprovechable durante las horas centrales del día y sus excedentes quedarán almacenados en los conjuntos de baterías, cuyo fin principal al cual se destinarán es a la reducción del pico de demanda a última hora de la tarde, para lo cual se llevará a cabo una estrategia conocida como “Peak-Shaving”, la cual permite limitar las importaciones de red durante unas horas determinadas, supliendo la diferencia entre lo demandado y lo importado con los excedentes almacenados, pudiendo extenderse su aprovechamiento en horas posteriores de la mañana del día siguientes si se tuvieren excedentes después de llevar a cabo su tarea.

Este ciclo de carga y descarga de las baterías se repite diariamente a lo largo de todos los años de operación de la micro red, lo cual implica la necesidad de elegir una solución de almacenamiento con un elevado ciclo de vida o que, en su defecto, soporte una elevada tasa de ciclos de carga y descarga. Esto se analizará más en detalle en los próximos apartados en los cuales se dimensiona los requisitos de la instalación.

Ya se ha hablado de forma breve acerca del funcionamiento por lo que ahora se describirá la elección de los escenarios considerados, para lo cual se recurre a las curvas de consumo obtenidas en el Anexo I, tomando como ejemplo el consumo de un bloque del tipo B1,2,3.

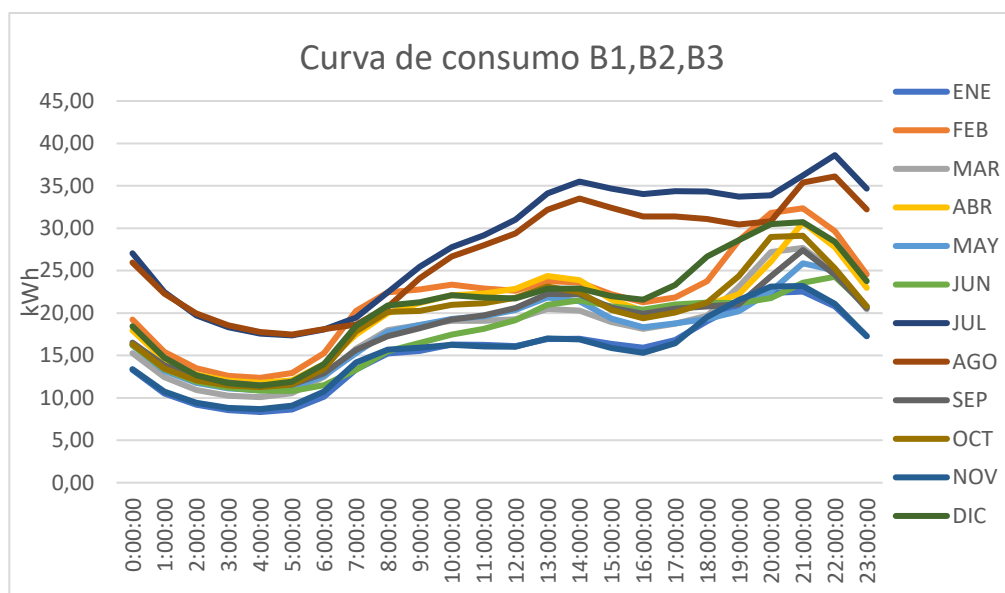


Figura 16.- Consumo horario medio al día por meses

Como puede observarse, se aprecia una clara sintonía en el consumo a lo largo de del año, excepto durante los meses de verano, especialmente julio y agosto, debido principalmente a una mayor demanda energética de los sistemas de aire acondicionado, en base a lo cual se tomarán como meses representativos de cada estación los meses de febrero, abril, julio y octubre.

El dimensionamiento de la instalación de generación fotovoltaica se hará individualmente para los meses de febrero, abril y octubre, excluyéndose el mes de julio en el dimensionamiento propiamente dicho de la instalación (a posteriori sí se tendrá en cuenta) ya que estos picos de consumo solo se dan en dos meses al año, tres como mucho, y no compensaría económicamente elegir un número de paneles y demás elementos necesarios para cubrir esas demandas si luego no van a ser aprovechadas en su totalidad durante el resto del año.

Una vez dimensionada la instalación FV para dar respuesta a cada uno de esos meses/estaciones, se obtendrán las curvas de generación media diaria del resto de estaciones.

Por poner un ejemplo, si se toman los datos de partida de consumo correspondientes a la estación de invierno (Febrero), se obtendrá una instalación optimizada para dicha estación, que tendrá una generación distinta en el resto de estaciones atendiendo a variaciones de temperatura, factores meteorológicos, radiación solar, etc.

El dimensionamiento de la instalación de almacenamiento se hará basándose en el mismo proceso. Los datos obtenidos para cada caso del dimensionamiento para cada estación por individual permitirán elegir el número de módulos de baterías y los inversores-cargadores, lo cual permitirá maximizar el aprovechamiento de excedentes para cada mes de partida, no siendo igual para el resto de meses.

En cuanto a los % de cobertura, serán 3, del 100, 80 y 50% de cobertura para cada mes.

Por tanto, los escenarios de partida quedarían así:

BLOQUE TIPO B1,2,33				BLOQUE B4			
	ESCENARIO	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh a cubrir		ESCENARIO	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh a cubrir
INVIERNO	50	519,08	259,54	INVIERNO	50	572,54	286,27
	80		415,26		80		458,03
	100		519,08		100		572,54
PRIMAVERA	50	482,20	241,10	PRIMAVERA	50	531,95	265,97
	80		385,76		80		425,56
	100		482,20		100		531,95
OTOÑO	50	466,95	233,47	OTOÑO	50	513,14	256,57
	80		373,56		80		410,51
	100		466,95		100		513,14

4.2. Cálculos para el predimensionamiento

En este apartado se detallará la metodología empleada para determinar los factores importantes a la hora de dimensionar la instalación fotovoltaica, así como el programa empleado para obtener las curvas de generación para cada uno de los escenarios contemplados, número de paneles necesarios y la potencia necesaria del inversor dedicado.

4.2.1. Software empleado

El software empleado para la obtención de la generación fotovoltaica para cada uno de los meses y escenarios previstos es el PV SYST- Photovoltaic Software.

Este programa sirve para el dimensionamiento de instalaciones fotovoltaicas, tanto conectadas a red como aisladas, permitiendo modificar el tamaño y necesidades de la instalación en función de datos de radiación, temperatura y aspectos climatológicos gracias a su extensa base de datos.

El funcionamiento de este software es muy sencillo, aunque requiere de un tratamiento tedioso de los datos obtenidos para poder utilizarlos con otros fines como los que se plantean en el presente proyecto.

Para el dimensionamiento, el software permite introducir la potencia pico requerida por el sistema, o bien el espacio disponible para ubicar los paneles solares.

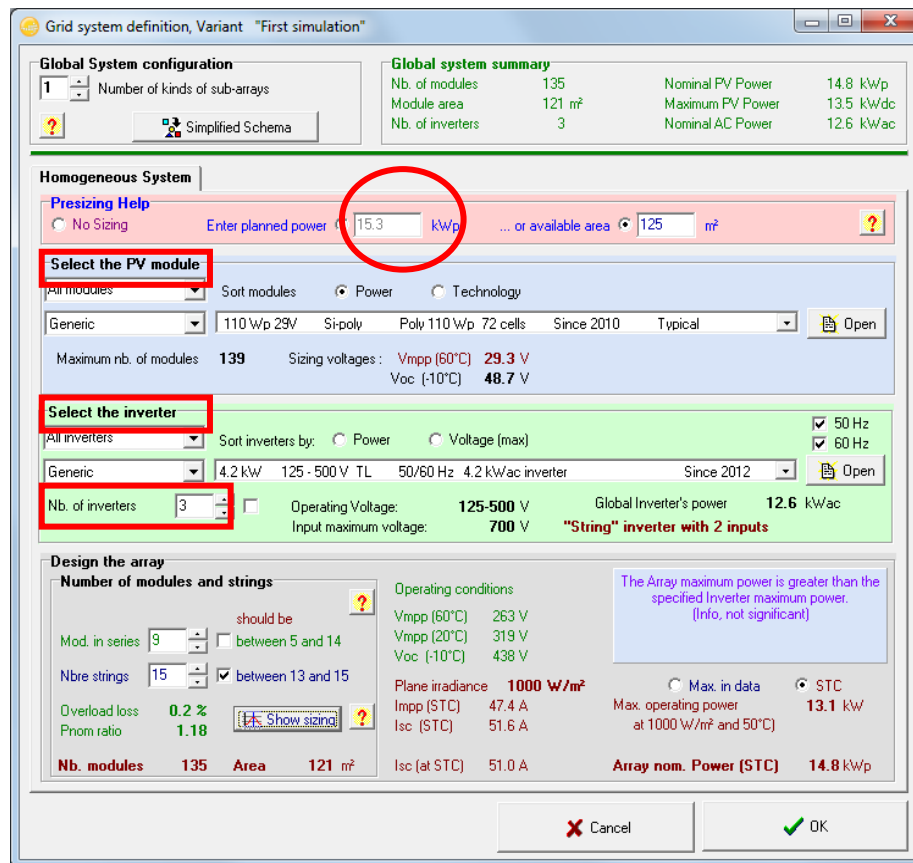


Figura 17.- Interfaz diseño PV SYST

Una vez definido uno de los dos parámetros, el siguiente paso es la elección de los módulos, para lo cual el propio programa dispone de una lista de fabricantes y modelos de entre los que se puede elegir el que responda a las características adecuadas.

Lo mismo se hace para la elección del inversor fotovoltaico, necesario para convertir la tensión continua de salida de los paneles en alterna, permitiendo así su acoplamiento a la red. Si bien el propio programa propone un número de inversores adecuado para los requisitos de potencia, capacidad de generación y potencia de los inversores, es recomendable conocer previamente la potencia mínima que se requiere para los inversores, con el fin de poder adecuar el número de estos elementos, evitando sobredimensionar en exceso la instalación.

Una vez definidos estos parámetros, se pasa a definir la inclinación y orientación óptimas de los paneles.

Con estos datos de entrada, el programa ejecuta la simulación tras la cual se pueden obtener curvas de generación horarias tanto diarias, como mensuales y obtener un informe con los datos relevantes de la instalación diseñada, entre los que se encuentran, entre otros:

- Número de paneles y su disposición en serie y paralelo
- Requerimientos de espacio
- Potencia nominal de la instalación

- Producción diaria media por meses para la configuración dada y la producción media anual
- Pérdidas detalladas tanto del generador FV, como de la instalación en general
- Características de funcionamiento del generador

4.2.2. Obtención datos de partida sistema generación fotovoltaico

4.2.2.1. Orientación e inclinación de los paneles

El propio PV SYST cuenta con un optimizador de la orientación de los paneles, así como su inclinación óptima, en función de si se desea optimizar la producción para los meses de invierno/verano o, por el contrario, si se prefiere conseguir una configuración de los paneles tal que se maximice la producción de los paneles a lo largo del año.

Para el presente proyecto, se opta por optimizar la instalación para la totalidad del año. Esto se hace así ya que permite maximizar la incidencia de radiación solar sobre los módulos para todas las estaciones, sin llegar a necesitar la instalación de seguidores que incrementarían el coste de la instalación, además de aumentar el espacio necesario para la instalación al requerirse un aumento de la distancia entre los paneles para evitar problemas derivados del sombreado causado por paneles colindantes.

La figura a continuación muestra el cuadro de optimización de orientación de los colectores solares llevada a cabo con PV SYST, donde la curva de la izquierda indica cómo puede verse afectado el Factor de Transposición ante variaciones en la inclinación del panel.

El FT relaciona la radiación incidente sobre el plano de las placas con la radiación horizontal, indicando las pérdidas derivadas de una inclinación errónea [65].

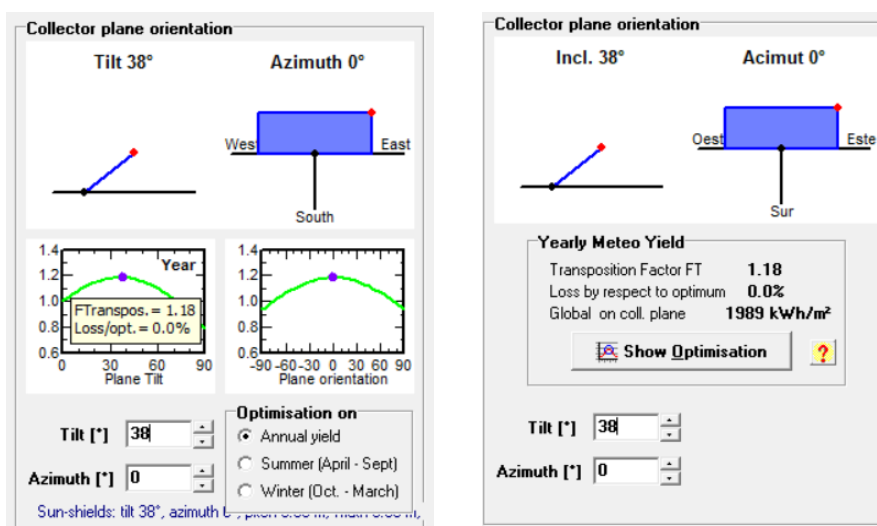


Figura 18.- Interfaz optimización PV SYST

En este caso, PV SYST identifica como óptima, para la ubicación del proyecto, una inclinación de 38° y orientación estrictamente hacia el sur geográfico (0°).

Las siguientes figuras indican cómo esta configuración de los paneles no es óptima para maximizar la incidencia exclusivamente en los meses de verano (izquierda) o invierno (derecha).

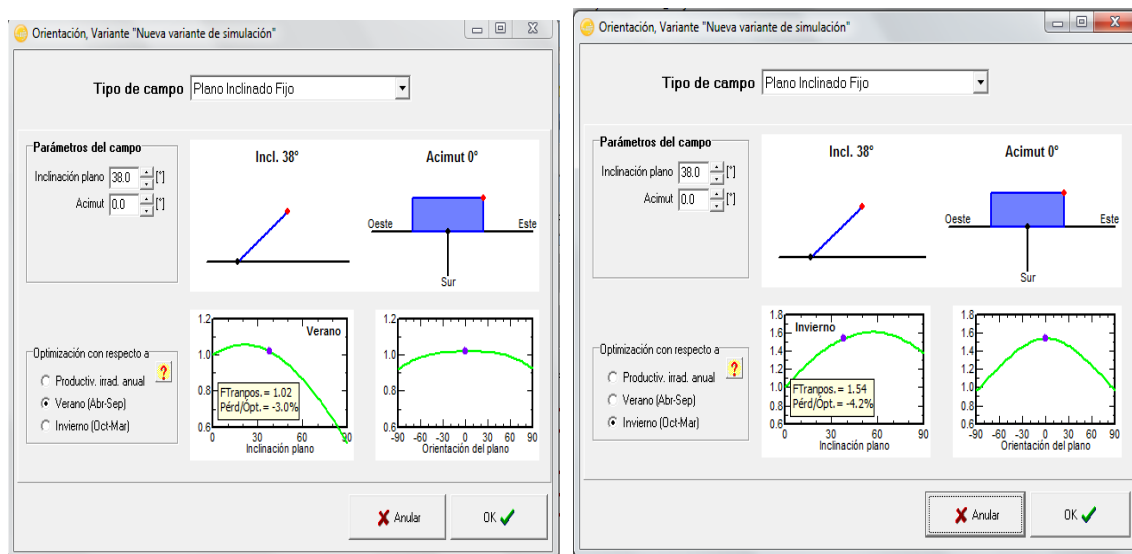


Figura 19.-Pérdidas sistema por inclinación incorrecta

Se observa cómo para el caso de la optimización con respecto a verano, el punto óptimo de inclinación de los paneles sería de entorno a unos 20° y en el caso de la optimización con respecto a invierno, los paneles deberían de contar con una mayor verticalidad. Esto es así puesto que la órbita solar en ambas estaciones

4.2.2.2. Cálculo potencia pico instalación

Como se ha mencionado, PV SYST admite como dato de partida el requisito de potencia pico de la instalación o el espacio disponible en m².

En este caso, se emplea como dato de partida la potencia pico necesaria ya que, dependiendo del mes y escenario que nos interese dimensionar, la instalación deberá dimensionarse para diferentes requisitos de demanda y recursos fotovoltaicos.

Para calcular la potencia pico de la instalación, se emplea la siguiente ecuación, obtenida de [66]:

$$E \left(\frac{kWh}{dia} \right) = HSE (h) \cdot P_{inst}(kW) \cdot PR \rightarrow P_{inst}(kW) = \frac{E \left(\frac{kWh}{dia} \right)}{HSE (h) \cdot PR}$$

Siendo:

$E \left(\frac{kWh}{dia} \right)$: La demanda energética diaria a cubrir

HSE: Las Horas Solares Equivalentes en un día durante las cuales la radiación equivaldría a una radiación de 1000 W/m²

P_{inst} : Potencia pico de la instalación

PR: Performance Ratio o rendimiento global del sistema

El cálculo de HSE por meses se detalla en el Anexo III, del cual se obtiene la siguiente tabla:

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
HSE	3,37	4,21	5,32	5,67	5,73	6,29	6,75	6,61	5,89	4,27	3,43	2,79

Tabla 4.- HSE medias al día por mes. Fuente: Elaboración propia

El PR se estima en un 86% para todo el año. Este valor se basa en [67], donde se realiza un estudio del coeficiente de rendimiento a lo largo de un año para diferentes tecnologías de paneles solares. El valor del PR es un parámetro que establece la relación entre generación anual de una instalación, y la máxima que podría llegar a darse en condiciones ideales.

Dependiendo de los materiales que componen los módulos, los factores ambientales, temperatura, cableado, suciedad acumulada, sombreado de los módulos, el propio rendimiento de los módulos y del inversor fotovoltaico, el valor del PR puede presentar oscilaciones y grandes variaciones en un año, dependiendo de la estación. Sin embargo, al no disponer de los datos detallados de los datos que emplea el PV SYST para hacer los cálculos se supone un valor medio anual que aplicará a todos los casos contemplados.

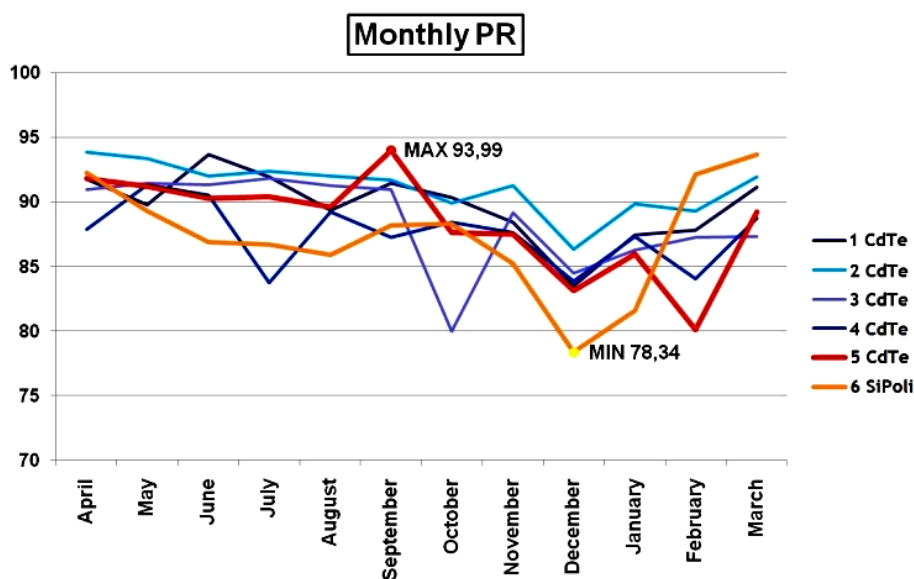


Figura 20.- PR medio al mes por tecnologías. Fuente:[67]

4.2.2.3. Elección modelo inversor fotovoltaico y estimación de la potencia mínima necesaria.

Un elemento fundamental en instalaciones fotovoltaicas es el inversor fotovoltaico, el cual actúa de nexo entre la salida del generador fotovoltaico y los elementos consumidores de la instalación.

Este elemento se hace necesario ya que la componente continua de salida de los paneles solares no puede ser aprovechada directamente por gran parte de elementos consumidores, diseñados para ser acoplados a la red de alterna. Para ello, el inversor convierte, por medio de elementos de electrónica de potencia, la señal DC en AC.

Otra función importante que tienen los inversores fotovoltaicos es la de adecuar y controlar la tensión de salida para poder ser acoplada a la red. En nuestro caso, se necesita una tensión de red de 400 Vac, con lo que hay que elegir un inversor que dé esta tensión en el lado de salida.

La potencia mínima se calculará en base a la siguiente tabla, la cual establece una relación entre la productividad relativa de la instalación (Y_F/Y_{MAX}) y el tamaño relativo del inversor, el cual se expresa como el cociente entre la potencia máxima del inversor (P_{IMAX}) y la máxima potencia de la instalación fotovoltaica (P_{MG}), cuyo cálculo se ha definido en el apartado 5.2.2.2.

P_{IMAX}/P_{MG}^*	Y_F/Y_{FMAX}
0,1	0,24
0,2	0,47
0,3	0,67
0,4	0,82
0,5	0,93
0,6	0,998
0,7	1
0,8	0,998
0,9	0,995
1,0	0,993
1,1	0,990
1,2	0,988
1,3	0,985
1,4	0,983
1,5	0,980
2	0,968
2,5	0,955

Tabla 5.- Relación entre la productividad relativa de una instalación fotovoltaica y el tamaño relativo del inversor fotovoltaico. Fuente:[68]

Por tanto, y con el fin de maximizar la productividad de la instalación, en la medida en la que el inversor puede jugar un papel importante, se establece una relación entre P_{IMAX} y P_{MG} de 0,7, estimándose la potencia mínima del inversor como:

$$P_{IMAX} = 0,7 * P_{MG}$$

De los fabricantes disponibles en PV SYST, se elige ABB por su dilatada experiencia como proveedor de sistemas electrónicos para diferentes sectores, y de entre las opciones disponibles, se elige un inversor con una potencia media, que tenga una tensión de salida adecuada según lo definido anteriormente y elevado rendimiento, minimizando así las

pérdidas que ocasiona la presencia de elementos, tanto activos como pasivos, en una instalación eléctrica.

Se escoge, por tanto, el inversor TRIO-TM-50 .0-400 el cual, como indican sus características recogidas en el Anexo V, tiene un elevado rendimiento (98%), un amplio rango de tensiones de entrada que permite su adaptación a distintas configuraciones serie-paralelo de los paneles asociados, una tensión de salida de 400 V_{ac} y una potencia máxima de 50kW. La decisión de elegir un inversor con una potencia media para todos los casos se hace en base a poder disponer varios inversores en paralelo para poder adaptar mejor la potencia requerida en cada caso.

4.3. Primera aproximación y corrección de déficit de generación

Con lo indicado en los apartados correspondientes al punto 4.2., se puede llevar a cabo una primera aproximación de los parámetros de la instalación.

Con estos primeros resultados no se pretende obtener los valores sobre los cuales se realizará en posterior estudio económico, sino establecer una hoja de ruta que permita conocer los balances entre generación y consumo de la instalación para poder determinar si la potencia pico de la instalación, dato calculado y empleado para el dimensionamiento, es adecuada o, si por el contrario la instalación presenta un déficit de generación, impidiéndose por tanto llegar a los porcentajes de cobertura energética establecidos en el punto 4.1.

Si bien en el cálculo de la potencia pico se incluye el PR, que tiene en cuenta el rendimiento de los paneles y el propio inversor, entre otros parámetros, la instalación cuenta con otros elementos que pueden afectar al rendimiento y que no pueden ser considerados con el PV SYST, por lo que su efecto se calcula en este apartado.

Si bien el PV SYST permite obtener los datos de generación horarios a la salida del inversor fotovoltaico, dichos valores deben multiplicarse por el rendimiento del transformador para obtenerse los valores de generación fotovoltaica disponible en el punto de consumo. En dicho punto, parte de la generación se destina a consumo directo por parte del bloque de viviendas correspondiente y otra parte será destinada al sistema de almacenamiento hasta que su uso sea necesario. Estos valores se recogen en el Anexo IV.

La parte de los excedentes que se destina a almacenamiento debe hacer un proceso de carga, sometido al rendimiento del transformador, inversor-cargador y el propio de la batería antes de poder ser devuelto cuando sea necesario, momento en el que realizará un proceso de descarga sometido a las mismas pérdidas que el de carga. Es por esto que, de la generación total fotovoltaica inicial, solo se aprovecha íntegramente la parte destinada a consumos, más los excedentes menos las pérdidas del proceso de carga y descarga.

Dado que el sistema de almacenamiento aún no se ha dimensionado, se toma un valor orientativo del rendimiento de las baterías de un 95% [58], [69].

La generación total disponible para consumo se expresa por tanto como:

$$G_{\text{consumo TOTAL}} = G_{\text{Consumo Directo}} + \text{Excedentes} - \text{Pérdidas}_{\text{carga-descarga}}$$

, donde $Pérdidas_{carga-descarga}$ se calcula como:

$$Pérdidas_{carga-descarga} = Excedentes * (\eta_{TRAFO} * \eta_{INV-CARGADOR} * \eta_{BATERIA})^2$$

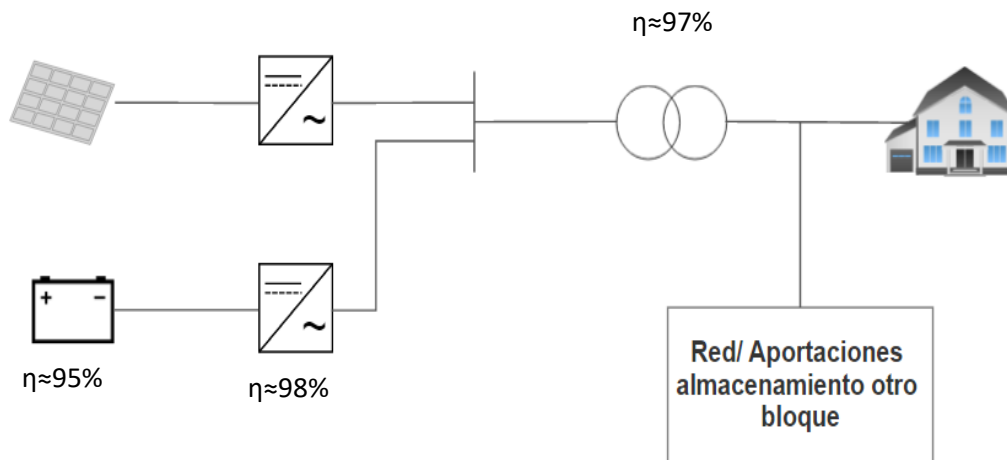


Figura 21.- Detalle de una rama de generación y consumo

En caso de que la diferencia entre $G_{consumo\ TOTAL}$ y la demanda total de cada bloque en un día dé un valor negativo, indica que hay un déficit de generación respecto a lo calculado inicialmente que impide cubrir el % definido para cada escenario, debido a no haber tenido en cuenta durante el predimensionamiento los rendimientos de los demás elementos de la instalación aquí mencionados.

Para los casos en los que se dé dicho déficit, se vuelve al punto inicial de dimensionamiento de la instalación, pero, para evitar volver a incurrir en el mismo error, la potencia pico se recalcula para unos valores de demanda modificados según las pérdidas de carga y descarga de excedentes de la instalación. De esta forma, se prevenirán las posibles pérdidas del sistema y se minimizará el déficit de generación de la micro red.

Las siguientes tablas muestran los balances para cada estación, escenario de cobertura y bloque considerados, señalándose en rojo los casos en los que es necesario recalcular la instalación.

	INVIERNO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	265,54	432,11	537,50
Consumo directo (kWh)	187,19	205,89	208,44
Excedentes brutos (kWh)	78,35	226,22	329,06
Perdidas Roundtrip (kWh)	14,45	41,73	60,70
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	251,09	390,38	476,80
Energía necesaria (kWh)	259,54	415,26	519,08
Diferencia (kWh)	-8,45	-24,88	-42,28

Tabla 6.- Balance Invierno B1,2,3

	PRIMAVERA		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	252,36	394,82	504,72
Consumo directo (kWh)	208,38	228,05	235,21
Excedentes brutos (kWh)	43,97	166,77	269,51
Perdidas Roundtrip (kWh)	8,11	30,76	49,71
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	244,25	364,05	455,00
Energía necesaria (kWh)	241,10	385,76	482,20
Diferencia (kWh)	3,15	-21,71	-27,20

Tabla 7.- Balance Primavera B1,2,3

	OTOÑO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	229,41	366,57	459,30
Consumo directo (kWh)	181,08	194,63	200,95
Excedentes brutos (kWh)	48,32	171,94	258,35
Perdidas Roundtrip (kWh)	8,91	31,72	47,66
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	220,49	334,86	411,65
Energía necesaria (kWh)	233,47	373,56	466,95
Diferencia (kWh)	-12,98	-38,70	-55,30

Tabla 8.- Balance otoño B1,2,3

Para evitar sobrecargar el documento principal de este PFG con demasiadas tablas, los balances correspondientes al bloque 4 se incluyen en el Anexo IV, junto a los datos calculados para el predimensionamiento de las dos tipologías de bloques.

Como se puede observar, en todos los casos planteados se incurre en el ya mencionado déficit de generación que obliga a recalcular la instalación para unos valores que puedan tomarse como definitivos y permitan un mejor rendimiento y respuesta de la micro red a las necesidades de consumo.

Se incluyen a continuación, para que sirvan de comparativa, los balances de un bloque tipo B1,2,3 tras modificar sus datos de entrada.

	INVIERNO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	280,19	465,60	584,29
Consumo directo (kWh)	188,76	208,19	208,75
Excedentes brutos (kWh)	91,43	257,41	375,54
Perdidas Roundtrip	16,87	47,48	59,80
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	263,32	418,11	524,49
Energía necesaria (kWh)	259,54	415,26	519,08
Diferencia (kWh)	3,78	2,85	5,41

Tabla 9.- Balance corregido invierno bloque B1,2,3

	PRIMAVERA		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	308,64	441,53	537,97
Consumo directo (kWh)	217,77	231,43	236,32
Excedentes brutos (kWh)	90,87	210,09	301,65
Perdidas Roundtrip (kWh)	16,76	38,75	55,64
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	291,88	402,77	482,33
Energía necesaria (kWh)	241,10	385,76	482,20
Diferencia (kWh)	50,78	17,01	0,13

Tabla 10.- Balance corregido primavera Bloque B1,2,3

	OTOÑO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación	258,65	438,38	523,78
Consumo directo (kWh)	186,41	199,86	205,28
Excedentes brutos (kWh)	72,25	238,52	318,49
Perdidas Roundtrip (kWh)	13,33	44,00	58,75
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	245,33	394,38	465,03
Energía necesaria (kWh)	233,47	373,56	466,95
Diferencia (kWh)	11,85	20,82	-1,92

Tabla 11.- Balance corregido otoño bloque B1,2,3

Igualmente, en el Anexo IV se incluyen los datos de partida recalculados para cada caso y los balances de ambos bloques para dar fe de la corrección de la instalación definitiva.

Con los datos de la instalación fotovoltaica en orden, se da paso al dimensionamiento del sistema de almacenamiento, el cual se describe a continuación.

4.4. Estimación de requisitos de almacenamiento

Para cada uno de los escenarios planteados se dimensiona la capacidad de almacenamiento requerido para el aprovechamiento de los excedentes.

Es importante explicar lo siguiente. Para cada mes de partida, es decir, febrero, abril u octubre se hace el dimensionamiento tal que se optimice el aprovechamiento para ese mes en concreto y para cada uno de los escenarios 50, 80 y 100%. Por tanto, el cálculo del banco de baterías necesario sigue el mismo planteamiento que el de la instalación solar. Una vez optimizado para el funcionamiento del mes base, se estudia su respuesta en los meses consecutivos, pudiendo ser capaz de almacenar todos los excedentes, o no en función del mes y escenario.

En este caso, se incluye también la respuesta en el mes de julio, que se toma como mes representativo de los meses de verano. No se toma como mes base por los motivos explicados previamente, pero sí que es considerado a la hora de conocer la respuesta de la generación y el almacenamiento durante los meses de verano.

Para el dimensionamiento se han considerado 3 aspectos principales. En primer lugar, los excedentes del mes y escenario base. En segundo lugar, la funcionalidad de UPS (Uninterruptible Power Supply) con la que contará la batería, además de su funcionamiento estándar, y en último lugar, la consideración del estado de carga, o SOC de la batería.

4.4.1. UPS (Uninterruptible power Supply)

Como ya se mencionó en la introducción de este proyecto, la batería debe de contar con una capacidad de respuesta ante faltas de suministro de 1 hora. Esta funcionalidad es lo que se conoce como UPS.

Las UPS, o SAI (Sistemas de Alimentación Ininterrumpida), son sistemas basados en baterías, u otros sistemas de acumulación de energía, capaces de dar suministro a las cargas conectadas durante un periodo de tiempo limitado ante faltas en el suministro general, como subidas o bajadas de tensión, distorsiones de la forma de onda, variaciones de la frecuencia o interrupciones del suministro. Si bien es cierto que este tipo de funcionalidades suelen estar enfocadas a instalaciones que cuentan con cargas críticas, como centros de datos, hospitales, empresas o fábricas, por ejemplo, se considera su instalación en este proyecto dado que no se considera la instalación de grupos electrógenos que pudieran actuar como generadores de respaldo.

En este caso, dado que no nos encontramos en un caso en el cual un fallo en el suministro tendría consecuencias fatales, la UPS se dimensiona para cubrir solo el 60% de la carga de cada uno de los bloques durante una hora, lo suficiente para poder seguir usando los ascensores, portones de entrada y salida del garaje, neveras y congeladores, calderas y otros grupos de refrigeración principalmente.

Dado que la carga estimada del bloque 123 es de 100 kW y la del bloque 4 es de 140 kW, según los cálculos realizados en el Anexo II, las UPS de los bloques deberán tener una capacidad mínima, calculada según la siguiente expresión;

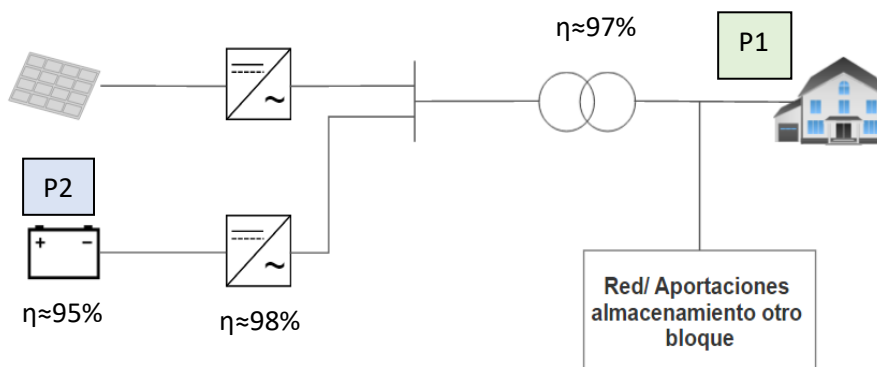
$$C_{UPS}(kWh) = 0,6 * P_{bloque} * 1hora$$

Con lo que la capacidad de la UPS de los bloques quedaría como:

	P _{BLOQUE} (kW)	C _{UPS P1} (kWh)
B123	100	60
B4	140	84

Hay que tener en cuenta que los valores calculados en la tabla superior representan el suministro energético que será necesario poder dar con la batería en el punto de consumo. Sin embargo, dado que durante el proceso de descarga hay que tener en cuenta las pérdidas asociadas al propio rendimiento de la batería, del inversor-cargador y del transformador, la capacidad destinada a la UPS deberá de sobredimensionarse para admitir una mayor capacidad que, a posteriori, permita dar los servicios de UPS íntegramente.

La siguiente figura aporta una visión de la conexión batería (P2) – consumo (P1).



Por tanto, la capacidad de la batería destinada a la funcionalidad de UPS debe corregirse según la siguiente expresión:

$$C_{UPS P2} (kWh) = \frac{C_{UPS P1}}{\eta_{BAT} * \eta_{INV-CARG} * \eta_{TRAFO}}$$

Una vez hechas esta corrección, la capacidad de la batería destinada a la funcionalidad de UPS de cada uno de los bloques sería:

	C _{UPS P1} (kWh)	C _{UPS P2} (kWh)
B123	60	66
B4	84	93

Tabla 12.- Datos de capacidad de UPS en punto de consumo y en capacidad de batería

4.4.2. SOC (State Of Charge)

El SOC, o estado de la carga de una batería, indica la capacidad restante tras un proceso de carga o descarga.

Las baterías de Ion-Litio, como la que se pretende usar en este proyecto, son, por lo general, capaces de dar cerca del 100% de su capacidad durante procesos de carga y descarga. No obstante, descargar totalmente una batería puede reducir notablemente el número de ciclos que puede llegar a soportar, afectando a su vida útil. Es por esto, que se ha establecido un mínimo de un 5% de carga para las baterías de este proyecto.

Los excedentes y la funcionalidad de UPS representarán por tanto el 95% de la capacidad de la batería, y el 5% restante se destina a proteger la vida útil de la batería.

Aunque estas baterías estén sometidas a procesos de carga y descarga continuos, hay que tener en cuenta que solo se llegaría al 95% de descarga en caso de necesitar la funcionalidad de UPS una vez consumidos todos los excedentes por lo que, en un funcionamiento diario estándar, las baterías estarían sometidas a ciclos de descarga hasta un máximo del 40% del SOC, aproximadamente.

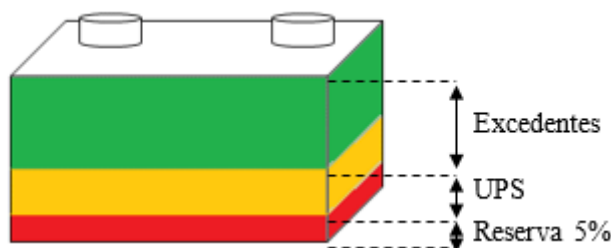


Figura 22.- Distribución de usos de capacidad de las baterías

Conociendo la distribución de usos a los cuales se destina la batería, la capacidad necesaria para cada caso se calcularía como:

$$C_{BATERIA\ TOTAL}(kWh) = Excedentes_{P2} * C_{UPS}(kWh) * (1 + \frac{0,05}{1 - 0,05})$$

, donde $Excedentes_{P2}$ se corresponde con los excedentes que pueden ser aprovechados por la batería para almacenamiento aplicando las pérdidas sufridas durante el proceso de carga, cuyo cálculo se corresponde con la siguiente ecuación:

$$Excedentes_{P2}(kWh) = Excedentes_{P1} * \eta_{BAT} * \eta_{INV-CARG} * \eta_{TRAFO}$$

Las siguientes tablas detallan para los bloques B12 Y B4 las capacidades mínimas necesarias del sistema de almacenamiento para cada uno de los meses y escenarios.

- Bloques B123

INVIERNO									
	ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)
UPS (kWh)	60	66	157	60	66	315	60	66	427

Capítulo 4 PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

Excedentes (kWh)	91,43	83		257,41	232		375,54	339	
------------------	-------	----	--	--------	-----	--	--------	-----	--

PRIMAVERA									
	ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)
UPS (kWh)	60	66	156	60	66	270	60	66	357
Excedentes (kWh)	90,87	82		210,09	190		301,65	272	

OTOÑO									
	ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)
UPS (kWh)	60	66	139	60	66	297	60	66	373
Excedentes (kWh)	72,25	65		238,52	215		318,49	288	

▪ Bloque B4

INVIERNO									
	ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)
UPS (kWh)	84	93	228	84	93	401	84	93	504
Excedentes (kWh)	136,87	124		318,52	288		427,23	386	

PRIMAVERA									
	ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)
UPS (kWh)	84	93	189	84	93	329	84	93	437
Excedentes (kWh)	95,89	87		242,89	219		357,02	322	

OTOÑO									
	ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)	P1	P2	Total (kWh)
UPS (kWh)	84	93	184	84	93	351	84	93	452
Excedentes (kWh)	90,98	82		266,12	240		372,29	336	

Los excedentes en el P1 a los que se hace mención en este apartado se pueden consultar en las tablas del Anexo IV.

4.4.3. Potencia de carga y descarga del inversor-cargador

Al igual que para poder hacer uso de la generación fotovoltaica, para hacer uso de la batería es necesario acoplarla a un inversor-cargador. Este elemento hace las veces de inversor (DC-AC) y de convertidor (AC-DC), conmutando entre las tensiones de salida del banco de baterías y de la red (400 V.a.c.) cuando se haga necesario el aprovechamiento de los excedentes almacenados, o cuando la tensión de la batería sea tal que se de orden de carga con los excedentes de un nuevo ciclo.

Para poder llevar a cabo el proceso de carga, el inversor-cargador debe poder recibir y absorber el punto de máximos excedentes horarios de cada uno de los escenarios, detallados en las tablas del Anexo IV.

Tomando como ejemplo el escenario del 50% de invierno, la potencia mínima que debería de poder

aceptar el inversor sin que salten las protecciones correspondientes se obtiene de la tabla siguiente:

		INVIERNO		
		ESCENARIO 50%		
	Consumo (KWh)	Generación (kWh) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo (kWh)	Excedentes (kWh)
0:00:00	19,24	0,00	0,00	0,00
1:00:00	15,44	0,00	0,00	0,00
2:00:00	13,50	0,00	0,00	0,00
3:00:00	12,61	0,00	0,00	0,00
4:00:00	12,37	0,00	0,00	0,00
5:00:00	12,92	0,00	0,00	0,00
6:00:00	15,28	0,00	0,00	0,00
7:00:00	20,27	0,00	0,00	0,00
8:00:00	22,44	0,00	0,00	0,00
9:00:00	22,77	0,89	0,89	0,00
10:00:00	23,36	13,38	13,38	0,00
11:00:00	22,89	25,02	22,89	2,12
12:00:00	22,64	32,47	22,64	9,84
13:00:00	23,75	37,24	23,75	13,49
14:00:00	23,62	40,91	23,62	17,29
15:00:00	22,23	39,35	22,23	17,11
16:00:00	21,27	34,70	21,27	13,42
17:00:00	21,85	26,92	21,85	5,07
18:00:00	23,75	14,10	14,10	0,00
19:00:00	28,55	0,57	0,57	0,00
20:00:00	31,79	0,00	0,00	0,00
21:00:00	32,35	0,00	0,00	0,00
22:00:00	29,64	0,00	0,00	0,00
23:00:00	24,54	0,00	0,00	0,00

Y esto para todos los meses base y escenarios. Para homogeneizar las posibles alternativas, y dado que el intervalo de potencia de cargas oscila entre 8 y 86 kW entre todas las posibles alternativas, se decide escoger un inversor cuya potencia de carga mínima sea de 90kW, lo cual permitiría cubrir todo el posible rango de potencias y facilita el dimensionamiento.

La elección de la potencia de descarga es más sencilla ya que vendrá definida por la UPS. En todos los casos, se requiere una funcionalidad de UPS que permita cubrir una demanda de 60 y 84 kWh en los bloques B123 Y B4, respectivamente, durante 1 hora. Por tanto, la potencia mínima necesaria para conseguir la descarga de la UPS en cada caso es de 60 y 84 kW.

De nuevo, para homogeneizar se elegirá un inversor-cargador con una potencia mínima de 90 kW de descargar en ambos casos.

Otro aspecto importante en la instalación de almacenamiento y que afectará tanto a la elección de las baterías como a la del inversor-cargador es la tensión del bus de continua. Atendiendo a la conversión PWM que realizan los inversores, para alcanzar una tensión de línea alterna a la salida del inversor de 400, la tensión de línea de PWM, o de entrada al inversor, se calcula multiplicando por $\sqrt{2}$ dicho valor. Por tanto, la tensión mínima de entrada al inversor debe de ser 560 Vd.c.

4.4.4. Elección de los módulos de baterías

Una vez se dispone de los valores de capacidad mínima de almacenamiento para cada caso y de la tensión necesaria a la entrada del inversor-cargador, es posible elegir el modelo de baterías que se empleará en el presente proyecto.

De entre las baterías disponibles en el mercado, se ha optado por la batería E3-R081 que en sí es una bancada de 9 módulos del modelo E3-M090. Este tipo de batería ha sido diseñada por Samsung para poder dar servicio durante más de dos horas, cuenta con un rango de tensión de 634-822 Vd.c., superior a los 560 Vd.c. mínimos necesarios, y una capacidad de 91 kWh.

Para adaptar la capacidad de la instalación de almacenamiento, se dispondrán tantas bancadas E3-R081 como sean necesarias para alcanzar las capacidades totales mínimas de cada caso definidas en el apartado 5.4.2.

En el punto 4.6. se recogen las características de la instalación, incluyendo el número de bancadas necesarias en cada caso.

4.5. Elección transformador de aislamiento

Como se indica en el esquema general de la instalación en el apartado 4.1.1., todos los bloques cuentan con un transformador que une los puntos de conexión de la instalación de generación fotovoltaica y de almacenamiento con los núcleos de consumo. Este transformador tiene una función de seguridad importante ya que permite aislar ambos circuitos, entendiéndose por circuitos los de generación-almacenamiento y consumo. Pero ¿por qué es realmente necesaria esta separación?

Como ya se ha mencionado previamente, tanto los paneles como los bancos de baterías trabajan en corriente continua y requieren de elementos de electrónica de potencia, inversores en este caso, para realizar la conversión necesaria que los permite conectarse a la red de alterna. La conversión suele llevar consigo la aparición de armónicos, ondas de distinta frecuencia, que pueden cancelarse de diversas formas, generalmente elevando su orden y aplicando filtros de paso bajo que eliminan dichas frecuencias. Puede darse el caso en el cual esos armónicos se trasladasen a la red de alterna, ocasionando problemas a la instalación eléctrica que deben de evitarse.

Para evitar el paso de estos armónicos a la red de consumo, y por consiguiente a la red interna de la micro red, se disponen los transformadores designados. Es importante tener en cuenta que deben de ser transformadores de aislamiento galvánico ya que son los únicos que garantizan una separación física de ambos circuitos, evitando totalmente la propagación de estas ondas.

La aparición de armónicos en un sistema de distribución o consumo puede degradar los elementos que los conforman, reduciendo su eficiencia y vida útil, produciendo vibraciones y sobrecalentamiento en conductores y aisladores, disparos intempestivos en elementos de corte, variación de la forma de onda o corriente con el consiguiente malfuncionamiento de aparatos eléctricos, etc.

Estos transformadores suelen tener una alta eficiencia y reducidas pérdidas, garantizando así la continuidad de suministro. Los elegidos en este caso son los transformadores secos TTZ de la marca POLYLUX, específicamente diseñados para proporcionar aislamiento galvánico en instalaciones trifásicas, nivel de protección IP54 -contra el polvo y proyecciones de agua- lo que permite su instalación en diversos ambientes y con capacidad para balancear el sistema en caso de picos de tensión.

Para los bloques B123 se elige una potencia de 125 kVA, que corresponde a 107 kW, y para el bloque B4 un transformador de 160 kVA, 137,6 kW, según la potencia estimada de cada bloque.

4.6. Resumen general del diseño de la micro red

En este apartado se recogen los datos de la instalación definidos en los puntos anteriores.

La tabla recoge los datos del predimensionamiento del proyecto, así como los modelos y dimensionamiento de cada uno de los elementos designados para la instalación general, es decir, el conjunto de los cuatro bloques.

Las tablas correspondientes a los bloques individuales pueden encontrarse en el Anexo IV.

Los datos de potencia pico resaltados en rojo se corresponden con aquellos valores que superan la potencia contratada por la urbanización. Según lo definido en el RD 900/2015, explicado en el apartado 3.2, para cualquier tipo de instalaciones de autoconsumo, la suma de las potencias instaladas de generación deben ser iguales o inferiores a la potencia contratada. Dado que la potencia total calculada de la instalación es de 440 kW- Anexo

Capítulo 4 PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

II- , solo pueden considerarse viables, desde un punto de vista legal, aquellos escenarios cuya potencia pico respeta este límite impuesto en el Real Decreto.

Aun no respetando este límite, se procederá a simular dichos casos para conocer si tendrían interés económico o no.

Capítulo 4 PLANTEAMIENTO DEL CASO DE ESTUDIO

	ESCENARIO	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh NECESARIOS	HORAS SOLARES EQUIVALENTES	ESTIMACION PERFORMANCE RATIO (PR)	CALCULO POTENCIA INSTALACIÓN		POTENCIA mínima INVERSORES (kW)
						Energía necesaria (kWh)	kWp	
INVIERNO	50%	2129,77	1064,89	4,21	0,86	1172,76	326,00	228,20
	80%		1703,82			1928,39	534,00	373,80
	100%		2129,77			2406,09	666,00	466,20
PRIMAVERA	50%	1978,55	989,28	5,67	0,86	1241,46	257,00	179,90
	80%		1582,84			1802,76	372,00	260,40
	100%		1978,55			2211,72	456,00	319,20
OTOÑO	50%	1913,99	956,99	4,27	0,86	1056,27	290,00	203,00
	80%		1531,19			1784,46	488,00	341,60
	100%		1913,99			2159,72	591,00	413,70

Tabla 13.- Datos empleados en el predimensionamiento general de la instalación.

	ESCENARIO	PANELES FOTOVOLTAICOS				INVERSOR FOTOVOLTAICO				TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO (cos φ=0,86)						SISTEMA ALMACENAMIENTO				
		Potencia paneles (Wp)	Modelo	FABRICANTE	Numero de paneles	POTENCIA INVERSOR (kW)	MODELO INVERSOR PV	FABRICANTE	Numero de Inversores	Potencia (kVA)	Modelo	Numero	Potencia (kVA)	Modelo	Numero	FABRICANTE	Capacidad Rack (kWh)	Modelo	FABRICANTE	Capacidad Total de almacenamiento (kWh)
INVIERNO	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	978	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	5	125	TTZ125	3	160	TTZ160	1	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	729
	1618				8				1377											
	2018				10				2025											
PRIMAVERA	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	778	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	4	100	TTZ125	3	160	TTZ160	1	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	729
	1272				6				1377											
	1381				7				1701											
OTOÑO	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	878	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	5	100	TTZ125	3	160	TTZ160	1	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	729
	1478				7				1377											
	1790				9				1701											

Tabla 14.- Detalle de los equipos empleados en el diseño de la instalación

Capítulo 5 ESTUDIO ECONÓMICO

El siguiente estudio económico tiene por objeto determinar cuáles de los escenarios presentan un mayor interés económico a ojos de una comunidad de vecinos y detectar aquellos factores económicos que pudieran presentar una limitación importante y que pudieran tener un impacto negativo en la rentabilidad de la inversión.

Para llevar a cabo el estudio económico se calculará el Valor Actual Neto de cada uno de los escenarios. Este parámetro económico nos indica el valor actual de unos flujos de caja futuros, generados por una inversión, según la ecuación:

$$VAN = \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{(I-G)_t}{(1+i)^t} - I_0$$

, donde

N = Periodo de tiempo en años considerado

FC_t = Flujo de caja en el año t , entendido como la diferencia entre los ingresos (I) y los gastos (G) en dicho periodo

I_0 = Inversión inicial

i = Tasa de descuento

Para todos los casos se considerará una tasa de descuento del 4% y un periodo de 15 años.

Se calculará además la TIR, Tasa Interna de Retorno, de cada escenario, que indica la tasa equivalente de descuento que haría que el VAN de dicho proyecto en el periodo definido fuera nulo. Si el VAN toma un valor positivo, el proyecto generaría ganancias, al contrario que, si fuera negativo, en cuyo caso el proyecto debería rechazarse mientras que un VAN nulo implica que no habría pérdidas ni ganancias asociadas a la inversión por lo que la decisión de llevar a cabo o no el proceso dependerá de parámetros no económicos, como pueden ser intereses de mercado, estratégicos o tecnológicos entre otros.

5.1. Flujo de caja e inversión

Para calcular los **beneficios anuales** de la instalación, se tomarán en cuenta los siguientes aspectos:

- Ahorro por energía no consumida de la red: Los kWh consumidos tanto directamente de la instalación fotovoltaica como posteriormente de las baterías, se computarán como un ahorro en base a la tarifa contratada actual por los residentes de la urbanización (2.1 A), más los correspondientes impuestos sobre la electricidad (5,1%) y el IVA(21%).
- Ahorro por energía consumida de la red: Dado que el coste de la energía es menor en la tarifa 3.1 A que en la 2.0A, los kWh consumidos anualmente de la red se pagarán más barato, con lo que la diferencia de facturación computa como un beneficio de la instalación, teniendo en cuenta impuestos.

- Venta de excedentes: Los kWh generados y no consumidos por la instalación se vierten a la red, según lo permitido en el RD 900/2015, y se obtiene una retribución económica por ello según los precios del mercado eléctrico. Sobre este precio no se aplica el IVA.

Los **gastos anuales** de la instalación se desglosan en los siguientes términos:

- Degradación de módulos y baterías. Anualmente, las instalaciones fotovoltaicas y de almacenamiento sufren una reducción de sus características que produce pérdidas sobre la producción y la capacidad total de almacenamiento. Los módulos fotovoltaicos sufren una degradación lineal en 15 años del 9,3%, según el fabricante, lo que supone unas pérdidas anuales del 0,62% mientras que el sistema de baterías experimentará diferentes degradaciones en base a su uso. Según [70], una batería con una capacidad de retención periódica de entre el 100 y el 40% de su SOC, debería tener una vida útil de entre 5000 y 6000 ciclos, con una degradación del 22,5% aproximadamente al final de su vida útil. Tomando una media de 5500 ciclos, sometido a un ciclo diario, el sistema de almacenamiento debería durar los 15 años contemplados en la instalación con una degradación anual del 1,5%. Los kWh no producidos/almacenados computan anualmente como gastos calculados con la tarifa 2.0A.
- Costes de mantenimiento: En base a los datos obtenidos del informe de Bloomberg [71] se estiman unos gastos de mantenimiento anuales de 9350 €/MW, los cuales se calcularán posteriormente en función de los parámetros de cada caso.
- Pago por autoconsumo: Como ya se mencionó anteriormente, el RD900/2015 establece un cargo sobre la potencia y la energía consumida. En este caso, según lo establecido en el mismo, solo aplica el término de energía, aunque cabría esperar que también aplicara el de potencia debido a la presencia de baterías, aunque no queda claro cuando se define el concepto de potencia de aplicación de cargos.

El importe de la **inversión inicial**, o CAPEX, tendrá en cuenta los siguientes cargos:

- Paneles solares: El coste del modelo de paneles elegidos es de 0,65 €/Wp. Si bien es cierto que el coste actual medio de los paneles es inferior a este valor, hay que tener en cuenta que, dentro de la gama de productos de JA SOLAR, estos paneles son los que cuentan con la mayor potencia pico y mejores prestaciones que paneles de tamaños inferiores por lo que si mayor precio está justificado.
- Inversor fotovoltaico: Cada unidad de inversor TRIO-TM-50 .0-400 tiene un valor de aproximadamente 3525 €, según diversas fuentes de internet y contrastado con la opinión del departamento de I+D de Acciona Energía.
- Baterías: Debido a la falta de datos económicos de baterías “utility scale” como las elegidas para el proyecto, se ha estimado su coste en 214 €/kWh, según [72].
- Inversor- cargador: La misma fuente, [72], se ha tomado de referencia para definir el precio del inversor-cargador necesario para la instalación debido a la falta de información encontrada en otros medios.
- Transformador de aislamiento: El coste del transformador TTZ 125 es de 3950,85 € y el del TTZ 160 de 6267 €. Ambos valores han sido obtenidos del suministrador Trafo-Direct.

- Costes de instalación y demás elementos fotovoltaicos: ambos costes se han definido según el desglose de términos económicos que definen una instalación de perfil comercial recogido en [73]. En este documento se recogen diversos costes asociados a instalaciones fotovoltaicas, entre los que se encuentran las labores de instalación y equipos (0,14 €/W) y los de BOS estructural (0,15 €/W).
- Costes instalación de almacenamiento: En [72] se definen igualmente diversos costes asociados a la instalación y elementos necesarios de los sistemas de almacenamiento. De este documento se asume un coste de instalación de 60€/kWh de capacidad de almacenamiento.
- Extras: Se reservan 10000 € adicionales para cubrir el precio de posibles licencias, cableado, elementos adicionales no contemplados, etc.

Todos estos valores han sido contrastados con el departamento de I+D de Acciona Energía.

Cabe resaltar el hecho de que estos precios son bastante generalistas y no contemplan por tanto posibles ofertas o posibles acuerdos suscritos con las empresas suministradoras de dichos equipos. Bajo un acuerdo de negociación específico, se podría conseguir una reducción considerable del coste de la inversión inicial.

En el Anexo VI se adjunta un ejemplo del desglose de costes y el computo según potencia de instalación fotovoltaica y capacidad de almacenamiento. Estos datos se encuentran detallados en el apartado 4.6, y los costes aplicados del presente apartado (5.1).

5.2. Escenario tarifario

Como ya se ha mencionado, para poder calcular los ingresos y gastos anuales se debe de hacer el balance energético anual, agregado por estaciones a partir de los datos de los meses de febrero, abril, julio y octubre, obtenidos para cada mes base y escenario sobre los cuales se aplicará un término económico en base a lo definido anteriormente. En total se tienen 9 escenarios anuales.

En el apartado anterior se ha hecho mención a las tarifas consideradas y en este apartado se explicará el porqué del cambio de tarifa contratada.

La tarifa 2.0 A es una tarifa estándar del PVPC, para consumidores con una potencia contratada menor a 10 kW, por lo que no es apta para la contratación de la micro red, cuya potencia contratada deberá rondar los 440- 450kW. Esta tarifa 2.0 A no cuenta con discriminación horaria.

Los peajes de acceso a la energía y el cargo fijo por potencia se corresponden a los precios regulados, y sobre el primero se debe de sumar el coste de la energía que se encuentra en torno al 0,08385 €/kWh para el pequeño consumidor PVPC y que incluye el coste de comercialización, financiación del operador de mercado y servicios, el precio del mercado eléctrico, el pago por capacidad, los servicios de interrumpibilidad y los servicios de ajuste.

Término fijo de potencia (€/kW y mes)	Término de energía (€/kWh)	Coste de la energía (€/kWh)
3,1702855	0,044027	0,08385

Tabla 15.- Tarifa 2.0A. Fuente:[74], [75]

Dado que la micro red actúa como una caja negra a ojos de la red general, cuya potencia debe de ser de entorno a los 440 kW, la tarifa que admite dicho rango de potencias contratadas es la 3.1 A. Esta tarifa cuenta con tres periodos de facturación (pico, llano y valle), tanto para el término de potencia como para el de energía de los peajes de acceso. El problema que ha surgido al intentar definir un coste de la energía para esta tarifa es que estos valores se establecen según un acuerdo con la empresa suministradora y no se han encontrado valores aproximados que pudieran servir de referencia para hacer el cálculo horario.

Debido a esto, se ha recurrido a los datos aportados por el Boletín de indicadores eléctricos de la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y Competencia) para el precio medio pagado en los últimos 4 años por usuarios de esta tarifa, cuyo precio se sitúa en 0,116 €/kWh. Debido a esto, en vez de realizar el cálculo según los periodos designados por la tarifa, se ha recurrido al cálculo agregado anual.

Término fijo de potencia (€/kW y año)	Término de energía (kWh), incluido el peaje de acceso
P1 = 59,173468 P2 = 36,490689 P3 = 8,367731	0,116

Tabla 16.- Tarifa 3.1 A. Fuente:[74] y CNMC

Por otro lado, anteriormente también se ha mencionado la retribución de los excedentes vertidos a la red a precio de *Pool* eléctrico.

Los valores medios para cada mes - febrero, abril, julio y octubre- se obtienen de los datos disponibles en la página web del OMIE (Operador del Mercado Ibérico de Energía - Polo Español).

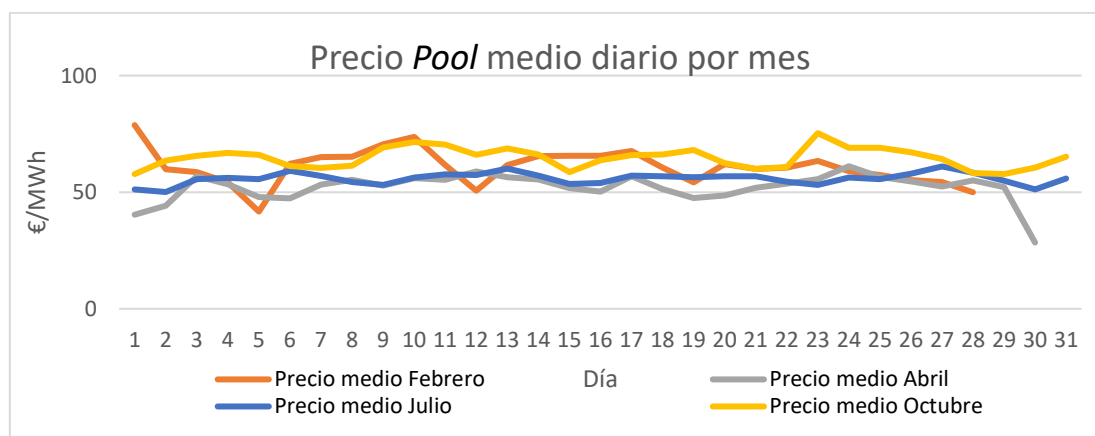


Figura 23.- Precio medio pool diario por mes. Fuente: Elaboración propia

Capítulo 5 ESTUDIO ECONÓMICO

Precio medio Febrero (€/kWh)	Precio medio Abril (€/kWh)	Precio medio Julio (€/kWh)	Precio medio Octubre (€/kWh)
0,060410026	0,05160103	0,05577003	0,06459843

Tabla 17.- Precio de pool medios mensuales (€/kWh). Fuente: Elaboración propia

Capítulo 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Una vez calculados los balances energéticos por estación para cada uno de los escenarios contemplados, y agregados para obtener los valores anuales para el estudio económico, se procede a mostrar los resultados de cada uno de los 9 casos analizados.

De todos ellos se indica la inversión realizada, la cual computa como un gasto en el año1, los flujos de caja anuales, así como el VAN y la TIR estimados para cada supuesto.

Se hará además un análisis de sensibilidad atendiendo a la aplicación o no del denominado “Impuesto al sol” que, como se verá a continuación, puede ser determinante para la rentabilidad del proyecto.

Cabe resaltar que, realmente, solo se disponen de 3 escenarios según el nivel de cobertura de la demanda ya sea del 50, 80 o 100% y lo que se estudia a continuación es cuál de los meses base elegidos, ya sea febrero, abril u octubre, es más idóneo para el dimensionamiento de la instalación, lo cual se evalúa en términos económicos como se verá a continuación según el rendimiento anual del sistema.

6.1. Resultados

Caso 1. Escenario 50% de cobertura.

CAPEX (€)	MES BASE		
	FEBRERO	ABRIL	OCTUBRE
	733142,025	650395,207	692195,625

Tabla 18.- Inversión caso 1

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-648.495,70	-648.495,70 €	MES BASE	FC1	-638.232,59	-638.232,59 €
FEBRERO	FC2	83.805,62	-564.690,08 €	FEBRERO	FC2	94.068,73	-544.163,86 €
ESCENARIO	FC3	82.964,91	-481.725,17 €	ESCENARIO	FC3	93.228,02	-450.935,84 €
50	FC4	82.124,20	-399.600,96 €	50	FC4	92.387,31	-358.548,53 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	81.283,49	-318.317,47 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	91.546,60	-267.001,93 €
SI	FC6	80.442,79	-237.874,69 €	NO	FC6	90.705,89	-176.296,03 €
	FC7	79.602,08	-158.272,61 €		FC7	89.865,19	-86.430,85 €
	FC8	78.761,37	-79.511,24 €		FC8	89.024,48	2.593,63 €
	FC9	77.920,66	-1.590,58 €		FC9	88.183,77	90.777,40 €
	FC10	77.079,95	75.489,37 €		FC10	87.343,06	178.120,46 €
	FC11	76.239,24	151.728,62 €		FC11	86.502,35	264.622,81 €
	FC12	75.398,53	227.127,15 €		FC12	85.661,64	350.284,46 €
	FC13	74.557,83	301.684,98 €		FC13	84.820,94	435.105,39 €
	FC14	73.717,12	375.402,09 €		FC14	83.980,23	519.085,62 €
	FC15	72.876,41	448.278,50 €		FC15	83.139,52	602.225,14 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	177.559,19 €			VAN(i)	291.668,41 €	
	TIR(%)	8,16%			TIR(%)	10,70%	
	VAN(TIR)	-0,00 €			VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 19.- Flujo de caja simulación 1.1

Capítulo 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-575.710,15	-575.710,15 €	MES BASE	FC1	-565.447,04	-565.447,04 €
ABRIL	FC2	74.026,66	-501.683,49 €	ABRIL	FC2	84.289,77	-481.157,27 €
ESCENARIO	FC3	73.368,27	-428.315,22 €	ESCENARIO	FC3	83.631,38	-397.525,90 €
50	FC4	72.709,87	-355.605,35 €	50	FC4	82.972,98	-314.552,92 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	72.051,48	-283.553,88 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	82.314,59	-232.238,33 €
SI	FC6	71.393,08	-212.160,79 €	NO	FC6	81.656,19	-150.582,14 €
	FC7	70.734,69	-141.426,11 €		FC7	80.997,80	-69.584,34 €
	FC8	70.076,29	-71.349,82 €		FC8	80.339,40	10.755,06 €
	FC9	69.417,90	-1.931,92 €		FC9	79.681,01	90.436,06 €
	FC10	68.759,50	66.827,58 €		FC10	79.022,61	169.458,67 €
	FC11	68.101,11	134.928,69 €		FC11	78.364,22	247.822,89 €
	FC12	67.442,71	202.371,40 €		FC12	77.705,82	325.528,71 €
	FC13	66.784,32	269.155,72 €		FC13	77.047,43	402.576,14 €
	FC14	66.125,92	335.281,64 €		FC14	76.389,03	478.965,17 €
	FC15	65.467,53	400.749,17 €		FC15	75.730,64	554.695,81 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	159.083,89 €			VAN(i)	273.193,11 €	
	TIR(%)	8,18%			TIR(%)	11,02%	
	VAN(TIR)	-0,00 €			VAN(TIR)	0,00 €	

Tabla 20.- Flujo de caja simulación 1.2

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-610.424,18	-610.424,18 €	MES BASE	FC1	-600.670,56	-600.670,56 €
OCTUBRE	FC2	81.002,87	-529.421,31 €	OCTUBRE	FC2	90.756,49	-509.914,06 €
ESCENARIO	FC3	80.234,29	-449.187,02 €	ESCENARIO	FC3	89.987,92	-419.926,15 €
50	FC4	79.465,72	-369.721,30 €	50	FC4	89.219,34	-330.706,80 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	78.697,14	-291.024,16 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	88.450,77	-242.256,03 €
SI	FC6	77.928,57	-213.095,59 €	NO	FC6	87.682,19	-154.573,84 €
	FC7	77.159,99	-135.935,59 €		FC7	86.913,62	-67.660,22 €
	FC8	76.391,42	-59.544,17 €		FC8	86.145,04	18.484,83 €
	FC9	75.622,84	16.078,67 €		FC9	85.376,47	103.861,29 €
	FC10	74.854,27	90.932,94 €		FC10	84.607,89	188.469,19 €
	FC11	74.085,70	165.018,64 €		FC11	83.839,32	272.308,51 €
	FC12	73.317,12	238.335,76 €		FC12	83.070,75	355.379,25 €
	FC13	72.548,55	310.884,30 €		FC13	82.302,17	437.681,42 €
	FC14	71.779,97	382.664,27 €		FC14	81.533,60	519.215,02 €
	FC15	71.011,40	453.675,67 €		FC15	80.765,02	599.980,04 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	189.996,92 €			VAN(i)	298.441,50 €	
	TIR(%)	8,69%			TIR(%)	11,22%	
	VAN(TIR)	0,00 €			VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 21.- Flujo de caja simulación 1.3

Capítulo 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Caso 2. Escenario 80% de cobertura.

CAPEX (€)	MES BASE		
	FEBRERO	ABRIL	OCTUBRE
	1255379,719	1062588,48	1198793,1

Tabla 22.- Inversión caso 2

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-1.144.361,14	-1.144.361,14 €
FEBRERO	FC2	109.638,24	-1.034.722,90 €
ESCENARIO	FC3	108.257,91	-926.464,99 €
80	FC4	106.877,58	-819.587,40 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	105.497,25	-714.090,15 €
SI	FC6	104.116,92	-609.973,23 €
	FC7	102.736,59	-507.236,65 €
	FC8	101.356,26	-405.880,39 €
	FC9	99.975,93	-305.904,46 €
	FC10	98.595,60	-207.308,87 €
	FC11	97.215,26	-110.093,60 €
	FC12	95.834,93	-14.258,67 €
	FC13	94.454,60	80.195,93 €
	FC14	93.074,27	173.270,20 €
	FC15	91.693,94	264.964,14 €
	N	15	
	i(%)	4%	
	VAN(i)	-69.006,43 €	
	TIR(%)	3,00%	
	VAN(TIR)	-0,00 €	

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-1.129.988,00	-1.129.988,00 €
FEBRERO	FC2	124.011,39	-1.005.976,60 €
ESCENARIO	FC3	122.631,06	-883.345,54 €
80	FC4	121.250,73	-762.094,81 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	119.870,40	-642.224,41 €
NO	FC6	118.490,07	-523.734,34 €
	FC7	117.109,74	-406.624,61 €
	FC8	115.729,41	-290.895,20 €
	FC9	114.349,07	-176.546,13 €
	FC10	112.968,74	-63.577,38 €
	FC11	111.588,41	48.011,03 €
	FC12	110.208,08	158.219,11 €
	FC13	108.827,75	267.046,86 €
	FC14	107.447,42	374.494,28 €
	FC15	106.067,09	480.561,37 €
	N	15	
	i(%)	4%	
	VAN(i)	90.799,80 €	
	TIR(%)	5,28%	
	VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 23.-Flujo de caja simulación 2.1

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-971.186,71	-971.186,71 €
ABRIL	FC2	90.444,24	-880.742,47 €
ESCENARIO	FC3	89.486,70	-791.255,77 €
80	FC4	88.529,16	-702.726,61 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	87.571,62	-615.154,99 €
SI	FC6	86.614,09	-528.540,90 €
	FC7	85.656,55	-442.884,35 €
	FC8	84.699,01	-358.185,34 €
	FC9	83.741,47	-274.443,86 €
	FC10	82.783,94	-191.659,92 €
	FC11	81.826,40	-109.833,52 €
	FC12	80.868,86	-28.964,66 €
	FC13	79.911,33	50.946,66 €
	FC14	78.953,79	129.900,45 €
	FC15	77.996,25	207.896,70 €
	N	15	
	i(%)	4%	
	VAN(i)	-72.253,70 €	
	TIR(%)	2,77%	
	VAN(TIR)	0,00 €	

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-956.813,56	-956.813,56 €
ABRIL	FC2	104.817,39	-851.996,17 €
ESCENARIO	FC3	103.859,85	-748.136,33 €
80	FC4	102.902,31	-645.234,02 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	101.944,77	-543.289,24 €
NO	FC6	100.987,24	-442.302,01 €
	FC7	100.029,70	-342.272,31 €
	FC8	99.072,16	-243.200,15 €
	FC9	98.114,62	-145.085,53 €
	FC10	97.157,09	-47.928,44 €
	FC11	96.199,55	48.271,11 €
	FC12	95.242,01	143.513,12 €
	FC13	94.284,47	237.797,59 €
	FC14	93.326,94	331.124,53 €
	FC15	92.369,40	423.493,93 €
	N	15	
	i(%)	4%	
	VAN(i)	87.552,53 €	
	TIR(%)	5,44%	
	VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 24.- Flujo de caja simulación 2.2

Capítulo 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-1.089.495,16	-1.089.495,16 €	MES BASE	FC1	-1.075.401,30	-1.075.401,30 €
OCTUBRE	FC2	108.010,19	-981.484,98 €	OCTUBRE	FC2	122.104,05	-953.297,25 €
ESCENARIO	FC3	106.722,43	-874.762,54 €	ESCENARIO	FC3	120.816,30	-832.480,95 €
80	FC4	105.434,68	-769.327,86 €	80	FC4	119.528,54	-712.952,41 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	104.146,93	-665.180,94 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	118.240,79	-594.711,62 €
SI	FC6	102.859,17	-562.321,76 €	NO	FC6	116.953,04	-477.758,58 €
	FC7	101.571,42	-460.750,34 €		FC7	115.665,28	-362.093,30 €
	FC8	100.283,67	-360.466,67 €		FC8	114.377,53	-247.715,77 €
	FC9	98.995,91	-261.470,76 €		FC9	113.089,78	-134.625,99 €
	FC10	97.708,16	-163.762,60 €		FC10	111.802,02	-22.823,97 €
	FC11	96.420,41	-67.342,19 €		FC11	110.514,27	87.690,31 €
	FC12	95.132,66	27.790,47 €		FC12	109.226,52	196.916,82 €
	FC13	93.844,90	121.635,37 €		FC13	107.938,77	304.855,59 €
	FC14	92.557,15	214.192,52 €		FC14	106.651,01	411.506,60 €
	FC15	91.269,40	305.461,92 €		FC15	105.363,26	516.869,86 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	-27.270,94 €			VAN(i)	129.430,09 €	
	TIR(%)	3,59%			TIR(%)	5,89%	
	VAN(TIR)	-0,00 €					

Tabla 25.- Flujo de caja simulación 2.3

Caso 3. Escenario 100% de cobertura.

MES BASE			
CAPEX (€)	FEBRERO	ABRIL	OCTUBRE
		1686908,795	1298826,22

Tabla 26.- Inversión caso 3

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-1.560.494,03	-1.560.494,03 €	MES BASE	FC1	-1.544.280,20	-1.544.280,20 €
FEBRERO	FC2	124.694,75	-1.435.799,28 €	FEBRERO	FC2	140.908,58	-1.403.371,62 €
ESCENARIO	FC3	122.974,75	-1.312.824,53 €	ESCENARIO	FC3	139.188,58	-1.264.183,04 €
100	FC4	121.254,74	-1.191.569,79 €	100	FC4	137.468,57	-1.126.714,47 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	119.534,73	-1.072.035,06 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	135.748,56	-990.965,91 €
SI	FC6	117.814,72	-954.220,34 €	NO	FC6	134.028,55	-856.937,36 €
	FC7	116.094,72	-838.125,62 €		FC7	132.308,55	-724.628,81 €
	FC8	114.374,71	-723.750,92 €		FC8	130.588,54	-594.040,27 €
	FC9	112.654,70	-611.096,21 €		FC9	128.868,53	-465.171,74 €
	FC10	110.934,69	-500.161,52 €		FC10	127.148,52	-338.023,22 €
	FC11	109.214,69	-390.946,84 €		FC11	125.428,52	-212.594,70 €
	FC12	107.494,68	-283.452,16 €		FC12	123.708,51	-88.886,19 €
	FC13	105.774,67	-177.677,49 €		FC13	121.988,50	33.102,31 €
	FC14	104.054,66	-73.622,82 €		FC14	120.268,49	153.370,80 €
	FC15	102.334,66	28.711,83 €		FC15	118.548,49	271.919,29 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	-336.444,98 €			VAN(i)	-156.173,33 €	
	TIR(%)	0,25%			TIR(%)	2,31%	
	VAN(TIR)	0,00 €			VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 27.- Flujo de caja simulación 3.1.

Capítulo 6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-1.194.172,52	-1.194.172,52 €	MES BASE	FC1	-1.177.958,69	-1.177.958,69 €
ABRIL	FC2	103.477,98	-1.090.694,54 €	ABRIL	FC2	119.691,81	-1.058.266,88 €
ESCENARIO	FC3	102.302,26	-988.392,27 €	ESCENARIO	FC3	118.516,09	-939.750,78 €
100	FC4	101.126,55	-887.265,73 €	100	FC4	117.340,38	-822.410,41 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	99.950,83	-787.314,90 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	116.164,66	-706.245,75 €
SI	FC6	98.775,11	-688.539,79 €	NO	FC6	114.988,94	-591.256,81 €
	FC7	97.599,39	-590.940,40 €		FC7	113.813,22	-477.443,58 €
	FC8	96.423,67	-494.516,72 €		FC8	112.637,50	-364.806,08 €
	FC9	95.247,96	-399.268,77 €		FC9	111.461,79	-253.344,30 €
	FC10	94.072,24	-305.196,53 €		FC10	110.286,07	-143.058,23 €
	FC11	92.896,52	-212.300,01 €		FC11	109.110,35	-33.947,88 €
	FC12	91.720,80	-120.579,21 €		FC12	107.934,63	73.986,75 €
	FC13	90.545,08	-30.034,13 €		FC13	106.758,91	180.745,67 €
	FC14	89.369,36	59.335,23 €		FC14	105.583,19	286.328,86 €
	FC15	88.193,65	147.528,88 €		FC15	104.407,48	390.736,34 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	-167.280,27 €			VAN(i)	12.991,38 €	
	TIR(%)	1,64%			TIR(%)	4,18%	
	VAN(TIR)	-0,00 €			VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 28.- Flujo de caja simulación 3.2

		FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO			FLUJO DE CAJA NOMINAL	FLUJO DE CAJA ACUMULADO
MES BASE	FC1	-1.339.692,82	-1.339.692,82 €	MES BASE	FC1	-1.323.892,25	-1.323.892,25 €
OCTUBRE	FC2	119.648,74	-1.220.044,08 €	OCTUBRE	FC2	135.449,32	-1.188.442,93 €
ESCENARIO	FC3	118.082,65	-1.101.961,42 €	ESCENARIO	FC3	133.883,23	-1.054.559,70 €
100	FC4	116.516,56	-985.444,86 €	100	FC4	132.317,13	-922.242,57 €
IMPUESTO AL SOL	FC5	114.950,47	-870.494,39 €	IMPUESTO AL SOL	FC5	130.751,04	-791.491,53 €
SI	FC6	113.384,38	-757.110,01 €	NO	FC6	129.184,95	-662.306,58 €
	FC7	111.818,29	-645.291,73 €		FC7	127.618,86	-534.687,72 €
	FC8	110.252,19	-535.039,54 €		FC8	126.052,77	-408.634,95 €
	FC9	108.686,10	-426.353,43 €		FC9	124.486,67	-284.148,28 €
	FC10	107.120,01	-319.233,43 €		FC10	122.920,58	-161.227,70 €
	FC11	105.553,92	-213.679,51 €		FC11	121.354,49	-39.873,21 €
	FC12	103.987,83	-109.691,68 €		FC12	119.788,40	79.915,19 €
	FC13	102.421,73	-7.269,95 €		FC13	118.222,31	198.137,50 €
	FC14	100.855,64	93.585,69 €		FC14	116.656,21	314.793,71 €
	FC15	99.289,55	192.875,24 €		FC15	115.090,12	429.883,84 €
	N	15			N	15	
	i(%)	4%			i(%)	4%	
	VAN(i)	-166.217,58 €			VAN(i)	9.459,31 €	
	TIR(%)	1,91%			TIR(%)	4,12%	
	VAN(TIR)	-0,00 €			VAN(TIR)	-0,00 €	

Tabla 29.- Flujo de caja simulación 3.3

6.2. Análisis de los resultados obtenidos

Atendiendo a los escenarios contemplados, destaca como elemento clave el dimensionamiento de la planta, pues determina el volumen de inversión a realizar. Manteniendo el plazo de vida útil de la instalación en 15 años, esto lleva a que el único caso que presenta un VAN positivo relevante para todas las simulaciones consideradas es el caso 1, esto es, un dimensionamiento del 50%. Para el resto de los casos, ya sean del 80 o 100%, los proyectos no presentan interés económico ya que la rentabilidad esperada de la inversión es bastante reducida, especialmente si consideramos el impacto del llamado impuesto al sol o peaje de respaldo.

De entre las 6 simulaciones realizadas para el caso 1, la que goza de una mayor rentabilidad es la simulación correspondiente al mes base de octubre (simulación 1.3), sin efecto del impuesto al sol, con el cual se obtiene un VAN de 298.441,50 € a 15 años y una tasa de descuento del

4%, así como una TIR del 11,22 %, y el caso más desfavorable de todos los analizados sería el del caso 3 correspondiente al mes base de febrero (simulación 3.1), tanto si se considera o no el efecto del impuesto al sol, ya que no se consigue un VAN positivo a 15 años, previsiblemente debido a la elevada inversión.

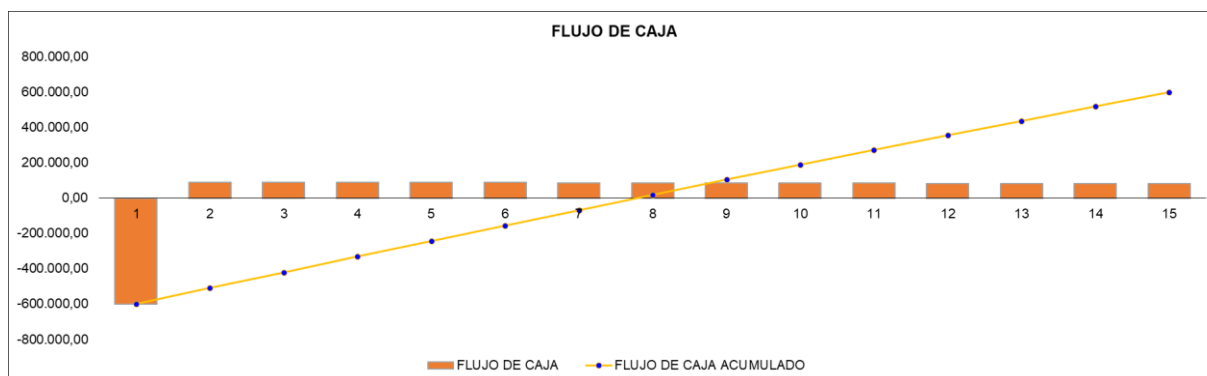


Figura 24.- Detalle gráfico del flujo de caja para el escenario más favorable

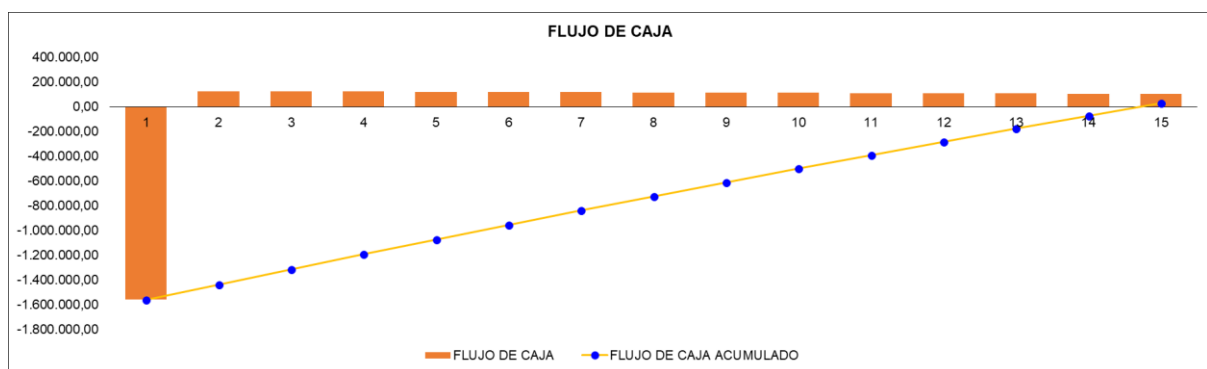


Figura 25.- Detalle gráfico del flujo de caja para el escenario más desfavorable

No obstante, y desde la óptica del consumidor, cabe la duda de si realmente los escenarios del 50% podrían llegar a ser interesantes para consumidores residenciales.

Como se puede observar, las simulaciones llevadas a cabo para el caso 1, empiezan a reportar beneficios a partir del noveno año para las instalaciones con aplicación del peaje de respaldo, o a partir del séptimo año si su cobro se desprecia. Aun pudiendo hacer frente a parte de la inversión requerida para la instalación de la micro red, asumir un periodo de pérdidas de 7 años en el mejor de los casos no es atractivo para un consumidor de perfil residencial ya que, debido a la vida itinerante de las personas de hoy en día, podría darse el caso de que parte de los residentes de la urbanización tuvieran que mudarse, lo que supondría tener que asumir la pérdida del beneficio al término del periodo. Distinto sería el caso de una pequeña fábrica o empresa, ya que su periodo de operación puede analizarse a un mayor plazo por lo que estos siete o nueve años podrían considerarse aceptables.

Otro resultado interesante de estas simulaciones, quizás el más relevante más allá de poder definir que escenarios gozan de mayor atractivo económicamente hablando, ha sido poder conocer el efecto que tiene el llamado “Impuesto al sol” sobre los escenarios planteados.

Si no se hubiera tenido en cuenta su existencia, podría justificarse la menor rentabilidad de los casos 2 y 3 debido a las mayores inversiones que requieren cada una de las simulaciones. Sin embargo, se puede observar con los resultados obtenidos que mediante la eliminación del “peaje de respaldo” se conseguiría un periodo de recuperación más rápido en todas las simulaciones previamente descritas (2 años de media) y determinadas simulaciones, inicialmente descartadas, podrían llegar a ser rentables en un periodo de 15 años. Tal es el caso de las simulaciones 2.1, 2.2, 2.3, 3.2 y 3.3.

Independientemente de los periodos de retorno de estas 5 simulaciones y de las elevadas inversiones que supondría el llevar a cabo dichas instalaciones, es indiscutible que el impuesto al sol tiene un papel muy importante a la hora de definir la posible viabilidad económica de los proyectos de autoconsumo en España, al reducir notablemente el beneficio del proyecto. Esto, junto con las inversiones a realizar, explica el bajo desarrollo que tiene en España el autoconsumo y la generación distribuida en general. En unos proyectos de inversión de tan largo plazo como los analizados, se da además otro efecto, más allá del valor numérico del citado peaje, y es la incertidumbre que genera: en efecto, no tener certeza de cuál será su valor en el tiempo hace que la decisión de inversión tenga un mayor riesgo.

Tanto si se considera o no el efecto de dicho cargo, es indiscutible el asumir que las mejores opciones de inversión a día de hoy, con los costes y recursos tecnológicos disponibles en materia de eficiencia y características técnicas, se corresponden a las simulaciones recogidas en el caso 1 y las más desfavorables las recogidas en el caso 3. El caso 2 aporta mejoras respecto al caso 3 pero aún dista mucho de las opciones económicas que brinda el caso 1, aunque un término medio entre el caso más favorable y el menos favorable podría obtenerse con la simulación 2.3., sin efecto del peaje de respaldo, simulación que cuenta con el mayor VAN de entre las simulaciones del caso 2 de 129430,09€. Probablemente este escenario permitiría el mayor compromiso entre inversión- beneficio y uso de generación renovable al estimarse un 80% de cobertura de la demanda por medio de la instalación de generación y almacenamiento.

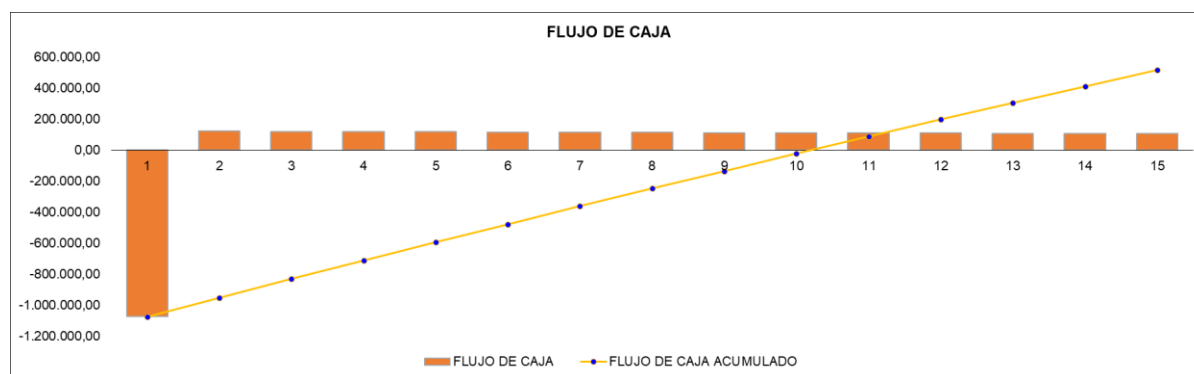


Figura 26.- Detalle gráfico del flujo de caja del caso intermedio

Sin embargo, prestando atención a lo mencionado en el apartado 4.6, en el cual se establecía que determinados casos ya presentaban un problema de cara a su instalación al superar la potencia contratada, precisamente este caso intermedio, el 2.3, entre otros, no podría ser llevado a cabo debido a que el tamaño de la instalación fotovoltaica entra en conflicto con la legislación.

Una vez más, se observa cómo la regulación pone trabas al desarrollo de proyectos que podrían suponer una opción interesante de inversión, no solo en este caso, sino también para los escenarios del caso 3, que a presente no presentan interés como ya se ha explicado por su baja rentabilidad, pero que no deberían ser descartados a futuro en caso de conseguirse una reducción considerable de la inversión inicial y que supondrían un gran avance en el camino hacia la descarbonización del sector eléctrico.

Una enseñanza de este resultado es que la caída de costes que se está produciendo en los equipos fotovoltaicos y los sistemas de almacenamiento tendrían un efecto directo sobre la rentabilidad de los proyectos, con o sin peaje de respaldo y que aún consiguiéndose una reducción óptima de costes que ampliaran el abanico de posibilidades de inversión, la legislación tendrá en todo momento la última palabra a la hora de determinar la posibilidad de llevar a cabo este tipo de proyectos.

Otro aspecto que aún no ha sido considerado en el análisis de los resultados es el relevante al espacio necesario para la instalación de los paneles fotovoltaicos.

Atendiendo a este aspecto, ninguno de los escenarios planteados puede considerarse posibles de cara a posibles instalaciones puesto que el número de paneles necesario, incluso para el caso 1, es excesivo para la disponibilidad de espacio en el terreno de la instalación.

Capítulo 7 CONCLUSIONES

7.1. Conclusiones sobre la metodología

En primer lugar, cabe resaltar que, con respecto a la metodología llevada a cabo para estimar los consumos de la urbanización, necesarios para la estimación de los parámetros relevantes en el predimensionamiento de la instalación, si bien se ha pretendido mantener fiel a la realidad, la baja disponibilidad de datos de consumo ha hecho muy difícil partir de una base sólida sobre la que ir dimensionando los diversos elementos que conforman y sustentan el funcionamiento de la micro red.

Lo idóneo hubiera sido por lo menos disponer de datos medios diarios, tanto de fin de semana como de entre semana, de cada uno de los meses del año de más de una vivienda de la urbanización para poder realizar una estimación mucho más precisa, lo cual hubiera sido posible, o más sencillo, de haber tenido acceso a las lecturas de los contadores inteligentes en caso de que se contara con alguno en la urbanización.

No siendo así el caso, se ha procedido a estimar los consumos de la forma más rigurosa posible, pero basada principalmente en la experiencia, y no tanto en datos, que puedan respaldar los consumos obtenidos.

Se parte por tanto de unos datos que son susceptibles de revisión de cara a futuros proyectos y que podrían suponer un cambio en los resultados obtenidos en el proyecto.

La medida en la cual podría variar el diseño de la micro red llevaba a cabo solo podría medirse si se redujera la incertidumbre en relación a los de partida pero es importante notar que este proyecto no tiene como objetivo el desarrollar un caso de estudio con fines de llevarlo a cabo, sino sentar las bases de la metodología necesaria para el diseño de micro redes, analizando y especificando los requisitos de diseño, para poder adaptar la tecnología disponible y hacer un uso óptimo de la instalación para estudiar cuan interesante sería a día de hoy o establecer recomendaciones al respecto de aspectos relevantes ya sean técnicos, legislativos o económicos.

7.2. Conclusiones sobre los resultados

Como ya se ha expuesto en el análisis de resultados, dependiendo de la configuración inicial de la micro red se obtienen distintos resultados que muestran los escenarios más y menos favorables para el diseño y operación de una micro red residencial en España.

Al igual que sucede con los datos de partida, la falta, o dispersión, de la información, relevante sobre todo a costes de equipos, instalación y mantenimiento de los elementos de la micro red ha llevado al uso de datos genéricos, recogidos en los informes documentados en este proyecto, que podrían no ajustarse del todo a las simulaciones llevadas a cabo, lo que podría llevar a que los resultados difieran de los que se hubieran obtenido en caso de haber dispuesto de datos más fieles a la instalación y equipos empleados.

Aun con todo, los resultados obtenidos parecen sensatos y, aun siendo susceptibles de ajuste, podrían ser empleados como resultados orientativos.

Sería interesante de cara a futuros desarrollos el comparar los resultados obtenidos con otros escenarios bien sea de inversión, o de computo de venta de excedentes, por ejemplo.

En cuanto a la inversión podría considerarse la comparación de resultados frente una inversión hecha a futuro, para analizar el efecto de la reducción del precio de los paneles y baterías fundamentalmente, en caso de que se mantuviera la tendencia identificada hasta ahora, sobre la rentabilidad de los proyectos. Como se ha visto en los resultados, las simulaciones correspondientes a los escenarios de mayor cobertura presentaban una menor rentabilidad debido a las altas inversiones necesarias para disponer de los niveles de cobertura de la demanda requeridos. Una reducción de la inversión tendría, muy probablemente, el mayor efecto sobre la capacidad de recuperación de la misma y a un menor plazo, lo cual motivaría el desarrollo de este tipo de instalaciones y permitiría reducir la dependencia de la red general sin comprometer económicamente la instalación.

Otro aspecto que podría ser interesante analizar, más relacionado con la normativa vigente en términos de retribución de los excedentes vertidos a la red por parte de entidades de pequeño o mediano tamaño, es la introducción de tarifas retributivas como las usadas en países de la Unión Europea, Estados Unidos, Chile, Australia o Brasil, como son las Feed-in Tariff, el balance neto o la tarifa neta. Mediante estas tarifas, el vertido a la red de excedentes generados en instalaciones como la planteada en este proyecto, se retribuirían a un precio superior que el que se considera actualmente en España y que podría beneficiar anualmente el balance económico de operación.

Teniendo en cuenta la existencia de estas tarifas, los pagos por excedentes en España a precio de pool, y la existencia del peaje de respaldo que, como se ha visto, tiene un papel protagonista en las instalaciones de autoconsumo, parece justo concluir que la perspectiva regulatoria es el mayor obstáculo que se debe sortear en el camino al éxito de este tipo de instalaciones.

La reducción de precios, así como la mejora de las prestaciones y rendimientos de los equipos es una tendencia al alza que no debe ignorarse, siendo además un incentivo para aprovechar y aprender la técnica óptima para la explotación de nuevos métodos de generación y gestión energética, que debe en todo caso venir acompañada de una legislación que ampare, defina y sustente de forma eficiente su operación y desarrollo, permitiendo cubrir las necesidades de aquellos usuarios que decidan suscribir contratos de esta índole.

7.3. Conclusiones generales sobre el proyecto

Con independencia de la limitación que la metodología utilizada impone a los resultados, lo importante del proyecto es ilustrar, de un modo global, los distintos factores que se deben considerar al analizar un proyecto de micro red en el ámbito residencial (que, por otro lado, no deben diferir mucho para un proyecto de consumidor empresarial).

Así, es fundamental disponer de datos previos detallados de los consumos afectados, con el mayor nivel de detalle posible. Los ingresos (ahorros) que genera el proyecto solo se pueden estimar a partir de esa información. Esto, en buena parte, explica la polémica actual sobre los contadores digitales y, sobre todo, la propiedad de esa información y su puesta a disposición

(o no) para su conocimiento por otras empresas. Si no se tiene tal acceso, es muy difícil presentar un proyecto de micro red sólido.

En segundo lugar, se precisa también un buen conocimiento técnico, para poder calcular adecuadamente el diseño de la micro red, maximizando su eficiencia. También de los equipos disponibles en el mercado y su funcionamiento. Solo así se puede obtener el rendimiento real esperado, tanto a corto plazo como a largo plazo (incluyendo pérdidas y obsolescencia): sin ello no es posible realizar un proyecto de inversión.

Finalmente, otra enseñanza es que el aspecto regulatorio también resulta muy importante. Este aspecto abarca no solo al llamado “impuesto al sol”, por muy popular que este concepto sea ahora, sino a todo el proyecto. En definitiva, desde las tarifas de acceso hasta el precio del pool (por ejemplo, el diseño del mercado, el modelo de pagos por capacidad, etc.) vienen determinados por actuaciones regulatorias, y esto a su vez repercute en todo el análisis de inversión. Además de su valor absoluto, las expectativas que pueda haber en el mercado sobre su estabilidad (o inestabilidad) tienen un efecto directo en el riesgo del proyecto, pues afectarían a su rentabilidad. De ahí que no podamos obviar en ningún proyecto de auto consumo este análisis regulatorio.

Hoy por hoy, es complejo predecir cuándo comenzarán a ser interesantes este tipo de proyectos en España. La inestabilidad regulatoria, así como una tendencia continuista hacia el sistema actual no facilitan el acceso a estas soluciones tecnológicas que ya empiezan a abrirse hueco en mercados emergentes y a consolidarse en los ya desarrollados. Lo que está claro es que, a nivel residencial, no se presentan aún como alternativas interesantes desde el punto de vista económico, aunque tecnológicamente se haya experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, lo cual ha permitido disponer de un amplio rango de productos con un alto grado de adaptación a los requisitos de la instalación.

Como síntesis del proyecto, se puede determinar que, si bien aún hay margen de mejora, desde una perspectiva tecnológica sí que se puede hablar de viabilidad como posibilidad de llevar a cabo estos proyectos y que respondan a las necesidades de forma óptima. Sin embargo, su implantación real en el mercado dependerá de su atractivo económico que, a su vez, estará muy influido por decisiones regulatorias como ya se ha visto en este proyecto. En todo caso, la tecnología y presión social hacen que el tiempo juegue a su favor.

Capítulo 8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] «IEC Energy Challenge». .
- [2] European Commission, «Climate strategies & targets», *Climate Action - European Commission*, 23-nov-2016. [En línea]. Disponible en: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies_en. [Accedido: 26-jun-2018].
- [3] «Electricity rate T&D losses | World level electricity rate | WEC». [En línea]. Disponible en: <https://wec-indicators.enerdata.net/world-rate-of-electricity-T-D-losses.html>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [4] «Electricity production, consumption and market overview - Statistics Explained». [En línea]. Disponible en: http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview.
- [5] European Commission, Ed., *Energy roadmap 2050*. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2012.
- [6] «WEO 2017 Special Report Energy Access Outlook». .
- [7] «Proposed Regulation on Microgrid Development CEPR MI». .
- [8] M. Shabanzadeh y M. P. Moghaddam, «What is the Smart Grid? Definitions, Perspectives, and Ultimate Goals», 2013.
- [9] UNEFA, Maracay. Universidad Central de Venezuela, Caracas. Venezuela, F. González-Longatt, y C. Fortoul, «Review of the Distributed Generation Concept: Attempt of Unification», *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 1, n.º 03, pp. 281-284, mar. 2005.
- [10] D. T. Ton y M. A. Smith, «The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative», *The Electricity Journal*, vol. 25, n.º 8, pp. 84-94, oct. 2012.
- [11] Chowdhury, Crossley, y Chowdhury, *Microgrids and Active Distribution Networks*. Institution of Engineering and Technology, 2009.
- [12] I. Martí Pérez, «Análisis de la situación actual y perspectivas de las energías renovables», *Jornada FENACORE*, p. 35, 2012.
- [13] Europäische Kommission, Ed., *European technology platform SmartGrids: vision and strategy for Europe's electricity networks of the future*. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2006.
- [14] L. Schmitt, «Smart Networks and Demand Response», p. 13.
- [15] «Global Emissions», *Center for Climate and Energy Solutions*, 20-oct-2017. .
- [16] «Digitalization and Energy», p. 188, 2017.
- [17] «El huracán María deja todo a Puerto Rico sin electricidad». [En línea]. Disponible en: <http://www.lavanguardia.com/internacional/20170920/431429640880/huracan-maria-puerto-rico.html>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [18] D. Elzinga, «Smart Grids Roadmap», p. 52.
- [19] «BBC Bitesize - Higher Geography - Reasons for increase in demand for energy - Revision 4», *BBC Bitesize*. [En línea]. Disponible en: <https://www.bbc.com/education/guides/zpmmmp3/revision/4>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [20] D. C. Esty, «What will make this work is understanding that it's a package deal. It's combined heat and power; it's storage; it's demand reduction.»», p. 6.
- [21] F. Borghese, K. Cunic, P. Barton, y S. Electric, «Microgrid Business Models and Value Chains», p. 9.
- [22] «State of the Micro-Grid Market», *Bloomberg NEF*. [En línea]. Disponible en: <https://www.bnef.com/core/insights/17897>. [Accedido: 26-jun-2018].

- [23] «Community Microgrids | Clean Coalition». [En línea]. Disponible en: <http://www.clean-coalition.org/our-work/community-microgrids/#WhatAreCM>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [24] T. Considine, W. Cox, y E. G. Cazalet, «Understanding Microgrids as the Essential Architecture of Smart Energy», 2012.
- [25] E. Wood, «C&I Microgrids Poised for Fast Growth, Top Market Position», *Microgrid Knowledge*, 30-may-2017. .
- [26] «Nanogrids: The Ultimate Solution for Creating Energy-Aware Buildings? | Greentech Media». [En línea]. Disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/nanogrids-the-ultimate-solution-for-creating-energy-aware-buildings>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [27] «Types Of Microgrids», *Microgrid Projects*, 13-ene-2017. .
- [28] V. Boutin *et al.*, «How New Microgrid Technologies Enable Optimal Cooperation Among Distributed Energy Resources», p. 10.
- [29] L. Hernández Callejo y Y. Estepa Ramos, «NUEVO MODELO DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE CONTINUA EN BAJA TENSIÓN EN SMART BUILDINGS», p. 10.
- [30] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, y S. Bahramirad, «State of the Art in Research on Microgrids: A Review», *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890-925, 2015.
- [31] J. Mírez, «Sistemas de Almacenamiento en Microredes de Energía», p. 26.
- [32] I. Wasiak, R. Pawelek, y R. Mienski, «Energy storage application in low-voltage microgrids for energy management and power quality improvement», *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 8, n.º 3, pp. 463-472, mar. 2014.
- [33] R. V. Sánchez, H. G. S. Uruchurtu, y J. L. S. Farías, «Introducción al concepto de microrredes», p. 7.
- [34] C. Marnay y S. Chatzivasileiadis, «Microgrid Evolution Roadmap», p. 6.
- [35] «Revista Electroindustria - MICRO-REDES: Caminando hacia redes inteligentes y sustentables». [En línea]. Disponible en: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2585&edi=131&xit=micro-redes-caminando-hacia-redes-inteligentes-y-sustentables>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [36] F. B. Lobo, «Control primario con pendiente variable aplicado en microrredes aisladas», p. 121.
- [37] J. de Alaminos *et al.*, «Estudio sobre las Microrredes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales aisladas», *Energía sin fronteras*, p. 124.
- [38] P. Geng, E. Cao, Q. Tan, y L. Wei, «Effects of alternative fuels on the combustion characteristics and emission products from diesel engines: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71, pp. 523-534, may 2017.
- [39] «Motores Alternativos de Combustión Interna (MACI) de gas - Tecnologías eficientes > Producción de energía». [En línea]. Disponible en: http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portaenergia/pla_eficiencia_energetica/produccioenergia_2.es.html. [Accedido: 26-jun-2018].
- [40] M. F. Akorede, H. Hizam, y E. Pouresmaeil, «Distributed energy resources and benefits to the environment», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, n.º 2, pp. 724-734, feb. 2010.
- [41] «Fuel Cells | Department of Energy». [En línea]. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [42] «Comparison of Fuel Cell Technologies», p. 1.
- [43] NREL, Ed., «Onsite distributed generation systems for laboratories», *Laboratories for the 21st century: Best practices*, p. 22, 2011.
- [44] J. C. Bruno, A. Hinestrosa, y A. Coronas, «Estado actual de la tecnología de las microturbinas de gas», *Universidad Rovira i Virgili*, p. 6.

- [45] «Microturbinas de gas - Tecnologías eficientes > Producción de energía». [En línea]. Disponible en: http://www.caib.es/conselleries/industria/dgener/user/portalenergia/pla_eficiencia_energetica/produccionenergia_1.es.html. [Accedido: 26-jun-2018].
- [46] «Solar Fotovoltaica». [En línea]. Disponible en: <http://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [47] F. ISE, «Photovoltaics Report», p. 45.
- [48] T. D. Lee y A. U. Ebong, «A review of thin film solar cell technologies and challenges», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 1286-1297, abr. 2017.
- [49] «Solar Photovoltaic, A.T. Kearney Energy Transition Institute». [En línea]. Disponible en: <http://www.energy-transition-institute.com/Insights/SolarPhotovoltaic.html>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [50] «Minicentrales Hidroeléctricas», p. 180.
- [51] H. Xie, S. Zheng, y M. Ni, «Microgrid Development in China: A method for renewable energy and energy storage capacity configuration in a megawatt-level isolated microgrid.», *IEEE Electrification Magazine*, vol. 5, n.º 2, pp. 28-35, jun. 2017.
- [52] T. K. Mahatkar y M. M. R. Bachawad, «An Overview of Energy Storage Devices for Distribution Network», p. 6, 2017.
- [53] O. Leffler y N. Mansour, «Energy storage systems», p. 37.
- [54] «IEC Energy Storage». .
- [55] H. Hvidtfeldt Larsen y L. Sønderberg Petersen, *DTU international energy report 2013: energy storage options for future sustainable energy systems*. Roskilde: Technical University of Denmark, 2013.
- [56] S. Sabihuddin, A. Kiprakis, y M. Mueller, «A Numerical and Graphical Review of Energy Storage Technologies», *Energies*, vol. 8, n.º 1, pp. 172-216, dic. 2014.
- [57] *Renewables 2017: Global Status Report*. 2017.
- [58] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, y J. Clarke, «Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation», *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, ene. 2015.
- [59] G. Zhang, Y. Cao, Y. Cao, D. Li, y L. Wang, «Optimal Energy Management for Microgrids with Combined Heat and Power (CHP) Generation, Energy Storages, and Renewable Energy Sources», *Energies*, vol. 10, n.º 9, p. 1288, ago. 2017.
- [60] «Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.», p. 42.
- [61] «El Constitucional anula la prohibición del autoconsumo eléctrico en comunidades de vecinos», *RTVE.es*, 06-jun-2017. [En línea]. Disponible en: <http://www.rtve.es/noticias/20170606/constitucional-anula-prohibicion-del-autoconsumo-electrico-comunidades-vecinos/1561349.shtml>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [62] *Viaintermedia.com*, «Fotovoltaica - ¿Tienes dudas sobre los cargos fijos por potencia en las instalaciones de autoconsumo?», *Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias*. [En línea]. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/tienes-dudas-sobre-los-cargos-fijos-20160112>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [63] «La escasez de gasolina y de electricidad amenaza con paralizar Nigeria». [En línea]. Disponible en: <https://www.larazon.es/internacional/la-escasez-de-gasolina-y-de-electricidad-amenaza-con-paralizar-nigeria-XX9819514>. [Accedido: 26-jun-2018].
- [64] P. Asmus y M. Lawrence, «Emerging Microgrid Business Models», p. 14.

- [65] «Glossary > Transposition factor». [En línea]. Disponible en: http://files.pvsyst.com/help/transposition_factor.htm. [Accedido: 13-jun-2018].
- [66] IDAE, «Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a la red». 2011.
- [67] F. Grimaccia, *Proceedings of the Solar Energy Tech 2010*. 2011.
- [68] E. Lorenzo, «RETRATOS DE LA CONEXIÓN FOTOVOLTAICA A LA RED (V)», p. 11.
- [69] R. Amirante, E. Cassone, E. Distaso, y P. Tamburrano, «Overview on recent developments in energy storage: Mechanical, electrochemical and hydrogen technologies», *Energy Conversion and Management*, vol. 132, pp. 372-387, ene. 2017.
- [70] B. Xu, A. Oudalov, A. Ulbig, G. Andersson, y D. S. Kirschen, «Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment», *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, n.º 2, pp. 1131-1140, mar. 2018.
- [71] «PV O&M 2017: Providers Push Their Limits for Lower Prices», *Bloomberg NEF*. [En línea]. Disponible en: <https://www.bnef.com/core/insights/18555>. [Accedido: 08-jul-2018].
- [72] «2017 Global Energy Storage Forecast», *Bloomberg NEF*. [En línea]. Disponible en: <https://www.bnef.com/core/insights/17393>. [Accedido: 08-jul-2018].
- [73] R. Fu, D. Feldman, R. Margolis, M. Woodhouse, y K. Ardani, «U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017», *Renewable Energy*, p. 73.
- [74] «tarifas_reguladas_abril_2018.pdf». .
- [75] «Análisis | ESIOS electricidad · datos · transparencia». [En línea]. Disponible en: https://www.esios.ree.es/es/analisis/1013?vis=1&start_date=08-07-2018T00%3A00&end_date=08-07-2018T23%3A50&compare_start_date=07-07-2018T00%3A00&groupby=hour&compare_indicators=1014,1013,10254. [Accedido: 08-jul-2018].
- [76] «Que son las HSP». .

Capítulo 9 ANEXOS

En este capítulo se recogen los anexos a los que se he hecho mención a lo largo del proyecto.

Se han incluido en los anexos cálculos y simulaciones que, aunque relevantes durante el desarrollo del proyecto, no se consideran útiles en la memoria principal puesto que principalmente ayudan a reforzar y estimar los datos con los que se ha llevado a cabo el dimensionamiento de la micro red.

De igual forma, se incluyen los catálogos de los equipos usados en el diseño final de la micro red.

El capítulo se compone de 9 anexos que siguen el rito de la memoria, iniciándose el capítulo con los cálculos realizados para la estimación de la demanda, pasando por el cálculo de la potencia de la urbanización de vecinos, el cálculo de las horas solares pico, necesarias para el dimensionamiento de la instalación de generación fotovoltaica, para concluir con datos de balances energéticos de la instalación y los catálogos de características mencionados previamente.

ANEXO I. DEFINICIÓN DEL CONSUMO ELECTRICO

Dado que no ha sido posible disponer de curvas reales de consumo de la urbanización, la estimación del consumo se hace como un agregado de consumos entre los que se encuentran los consumos de las viviendas de cada bloque, iluminación de la escalera de cada portal, iluminación de garaje y zona de trasteros, uso del portón de acceso al garaje de cada bloque y la iluminación exterior de la urbanización.

A continuación, se detalla la forma de obtención de dichos consumos.

A. Consumo de vivienda

A falta de contadores inteligentes que permitan obtener una curva detallada de los consumos de las viviendas, se ha obtenido el consumo de una vivienda tipo de 5,5 kW y se han escalado los valores para las viviendas de 4,6 kW.

La obtención de las curvas de consumo por meses se hace mediante los datos reales de facturas y las curvas disponibles en el ESIOS para la previsión mensual de la demanda asociada a una tarifa de acceso 2.0 general con una potencia no superior a 10 kW, la cual se corresponde con la tarifa contratada para dicha vivienda tipo de 5,5 kW.

Valores obtenidos de los datos de facturación					
	kWh mensuales	Días	media diaria de consumo (kWh)	Potencia (kW)	tiempo pico potencia (horas)
Enero	510	31	16,45	5,5	3
Febrero	700	30	23,33	5,5	4
Marzo	600	31	19,35	5,5	4
Abril	650	30	21,67	5,5	4
Mayo	600	31	19,35	5,5	4
Junio	570	30	19,00	5,5	3
Julio	950	31	30,65	5,5	6
Agosto	900	31	29,03	5,5	5
Septiembre	600	30	20,00	5,5	4
Octubre	650	31	20,97	5,5	4
Noviembre	500	30	16,67	5,5	3
Diciembre	700	31	22,58	5,5	4

Tabla 30.- Datos de facturación

De los datos disponibles en el ESIOS se han obtenido los datos horarios de demanda de un día típico de cada mes para poder conocer en detalle la tendencia de consumo, tras lo que se establece una relación entre los datos de consumo medio diario del ESIOS y de los datos obtenidos de las facturas disponibles, con lo que se consigue una aproximación horaria de un día medio de cada mes del año.

Una vez obtenidos los datos horarios de la vivienda tipo de 5,5 kW, se multiplican dichos valores por un valor proporcional obtenido de dividir 4.6 kW entre 5,5 kW para poder obtener los consumos de una vivienda tipo de 4,6 kW.

$$\text{Coeficiente de proporcionalidad} = \frac{4.6 \text{ kW}}{5.5 \text{ kW}} = 0.84$$

Esta manera de obtener los consumos se hace bajo el supuesto de que, aunque las distribuciones, potencia y uso de la electricidad son ligeramente diferentes entre las viviendas de 4,6 y 5,5 kW, se asume que el perfil de las familias que residen en ambos tipos de viviendas es, por norma general, muy similar lo que permite tomar esta aproximación como válida. Por otro lado, la falta de datos reales impide hacer cualquier otro tipo de asunciones que estén libres de error, justificando este cálculo que, aunque incompleto, no se basa en especulaciones sin fundamento.

Por tanto se asume una determinada incertidumbre en los datos obtenidos, pero se considera aceptable dado que el fin del este proyecto es del de conocer cuán interesante podría ser la instalación de un autoconsumo como el que se pretende dimensionar para consumidores comunitarios.

Los desequilibrios entre consumos se pueden modelar más adelante de manera general entre bloques, lo cual supone una mayor repercusión en sistema de autoabastecimiento y almacenamiento.

A continuación, se muestran los consumos obtenidos para ambas viviendas.

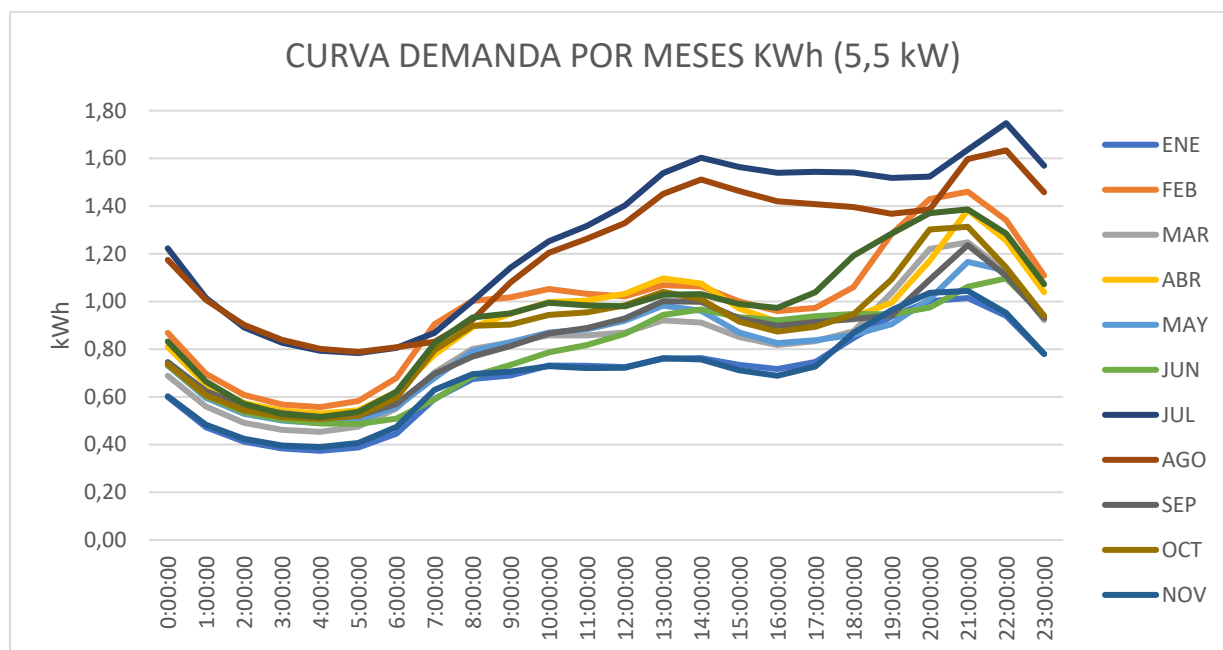


Figura 27.- Demanda mensual vivienda tipo 5,5 kW

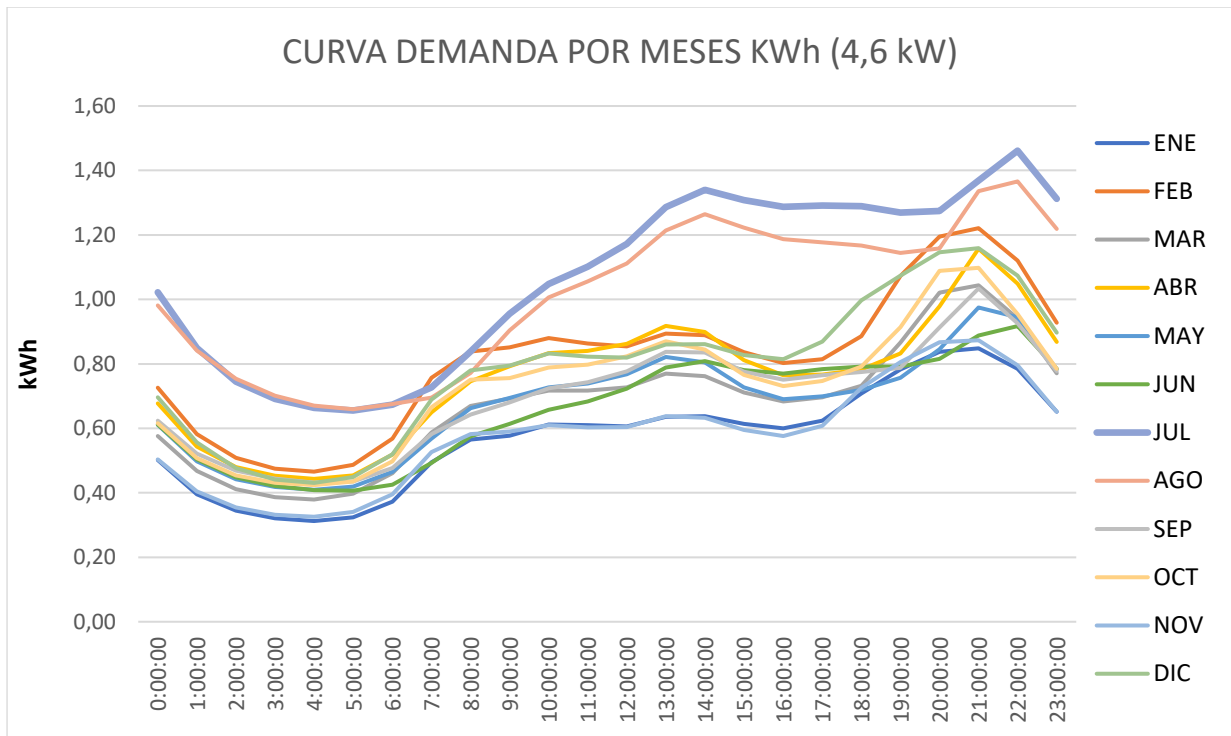


Figura 28.- Demanda mensual vivienda tipo 4,6 kW

Consumo vivienda tipo de 5.5 kW (kWh)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00:00	0,60	0,87	0,69	0,81	0,73	0,73	1,22	1,17	0,75	0,74	0,60	0,83
1:00:00	0,47	0,70	0,56	0,65	0,60	0,60	1,01	1,01	0,62	0,61	0,48	0,66
2:00:00	0,41	0,61	0,49	0,57	0,53	0,54	0,89	0,90	0,56	0,54	0,42	0,57
3:00:00	0,38	0,57	0,46	0,54	0,50	0,50	0,83	0,84	0,53	0,52	0,40	0,53
4:00:00	0,37	0,56	0,45	0,53	0,49	0,49	0,79	0,80	0,52	0,51	0,39	0,51
5:00:00	0,39	0,58	0,48	0,54	0,50	0,49	0,78	0,79	0,52	0,52	0,41	0,54
6:00:00	0,44	0,68	0,55	0,62	0,56	0,51	0,81	0,81	0,57	0,60	0,47	0,62
7:00:00	0,59	0,90	0,70	0,78	0,68	0,59	0,87	0,83	0,70	0,80	0,63	0,82
8:00:00	0,68	1,00	0,80	0,89	0,79	0,69	1,00	0,92	0,77	0,90	0,70	0,93
9:00:00	0,69	1,02	0,83	0,95	0,83	0,73	1,14	1,08	0,81	0,90	0,71	0,95
10:00:00	0,73	1,05	0,86	1,00	0,87	0,79	1,25	1,20	0,87	0,94	0,73	0,99
11:00:00	0,73	1,03	0,86	1,00	0,88	0,82	1,32	1,26	0,89	0,95	0,72	0,98
12:00:00	0,72	1,02	0,87	1,03	0,92	0,86	1,40	1,33	0,93	0,98	0,72	0,98
13:00:00	0,76	1,07	0,92	1,10	0,98	0,94	1,54	1,45	1,00	1,04	0,76	1,03
14:00:00	0,76	1,06	0,91	1,07	0,96	0,97	1,60	1,51	1,00	1,01	0,76	1,03
15:00:00	0,73	1,00	0,85	0,97	0,87	0,93	1,56	1,46	0,93	0,92	0,71	0,99
16:00:00	0,72	0,96	0,82	0,91	0,83	0,92	1,54	1,42	0,90	0,87	0,69	0,97
17:00:00	0,75	0,97	0,83	0,92	0,84	0,94	1,54	1,41	0,91	0,89	0,73	1,04
18:00:00	0,85	1,06	0,88	0,94	0,86	0,95	1,54	1,40	0,93	0,95	0,87	1,19
19:00:00	0,94	1,28	1,04	0,99	0,90	0,95	1,52	1,37	0,94	1,09	0,96	1,28
20:00:00	1,00	1,43	1,22	1,17	1,01	0,97	1,52	1,38	1,09	1,30	1,04	1,37
21:00:00	1,01	1,46	1,25	1,38	1,17	1,06	1,64	1,60	1,24	1,31	1,04	1,39
22:00:00	0,94	1,34	1,13	1,25	1,13	1,10	1,75	1,63	1,11	1,14	0,95	1,28
23:00:00	0,78	1,11	0,92	1,04	0,94	0,94	1,57	1,46	0,93	0,94	0,78	1,07
Suma	16,45	23,33	19,35	21,67	19,35	19,00	30,65	29,03	20,00	20,97	16,67	22,58

Consumo vivienda tipo de 4.6 kW (kWh)												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0:00:00	0,50	0,73	0,58	0,68	0,61	0,61	1,02	0,98	0,62	0,62	0,50	0,70
1:00:00	0,40	0,58	0,47	0,54	0,50	0,50	0,85	0,84	0,52	0,51	0,40	0,56
2:00:00	0,34	0,51	0,41	0,48	0,44	0,45	0,75	0,75	0,47	0,45	0,35	0,48
3:00:00	0,32	0,47	0,39	0,45	0,42	0,42	0,69	0,70	0,44	0,43	0,33	0,44
4:00:00	0,31	0,47	0,38	0,44	0,41	0,41	0,66	0,67	0,43	0,42	0,33	0,43
5:00:00	0,32	0,49	0,40	0,45	0,42	0,41	0,66	0,66	0,43	0,44	0,34	0,45
6:00:00	0,37	0,57	0,46	0,52	0,47	0,42	0,67	0,68	0,48	0,50	0,40	0,52
7:00:00	0,49	0,76	0,59	0,65	0,57	0,49	0,73	0,69	0,58	0,67	0,53	0,69
8:00:00	0,56	0,84	0,67	0,75	0,66	0,58	0,84	0,77	0,64	0,75	0,58	0,78
9:00:00	0,58	0,85	0,69	0,79	0,69	0,61	0,96	0,90	0,68	0,76	0,59	0,79
10:00:00	0,61	0,88	0,72	0,83	0,73	0,66	1,05	1,01	0,72	0,79	0,61	0,83
11:00:00	0,61	0,86	0,72	0,84	0,74	0,68	1,10	1,06	0,74	0,80	0,60	0,82
12:00:00	0,61	0,85	0,73	0,86	0,77	0,72	1,17	1,11	0,78	0,82	0,60	0,82
13:00:00	0,64	0,89	0,77	0,92	0,82	0,79	1,29	1,21	0,84	0,87	0,64	0,86
14:00:00	0,64	0,89	0,76	0,90	0,80	0,81	1,34	1,26	0,84	0,84	0,63	0,86
15:00:00	0,61	0,84	0,71	0,81	0,73	0,78	1,31	1,22	0,78	0,77	0,59	0,83
16:00:00	0,60	0,80	0,68	0,76	0,69	0,77	1,29	1,19	0,75	0,73	0,58	0,81
17:00:00	0,62	0,81	0,70	0,77	0,70	0,78	1,29	1,18	0,76	0,75	0,61	0,87
18:00:00	0,71	0,89	0,73	0,78	0,72	0,79	1,29	1,17	0,77	0,79	0,73	1,00
19:00:00	0,78	1,07	0,87	0,83	0,76	0,79	1,27	1,14	0,79	0,91	0,81	1,07
20:00:00	0,84	1,20	1,02	0,98	0,84	0,82	1,27	1,16	0,91	1,09	0,87	1,15
21:00:00	0,85	1,22	1,04	1,16	0,97	0,89	1,37	1,34	1,03	1,10	0,87	1,16
22:00:00	0,79	1,12	0,94	1,05	0,94	0,92	1,46	1,37	0,93	0,95	0,80	1,07
23:00:00	0,65	0,93	0,77	0,87	0,78	0,78	1,31	1,22	0,78	0,79	0,65	0,90
Suma	13,76	19,52	16,19	18,12	16,19	15,89	25,63	24,28	16,73	17,54	13,94	18,89

B. Consumo garaje

El consumo del garaje variará en función del bloque en cuestión, (1,2 y 3 o 4) ya que el número de viviendas es superior en el 4º, lo cual implica un mayor uso del portón de garaje y mayor demanda de iluminación en los trasteros.

El consumo del garaje se desglosa en tres términos:

- El consumo del portón de garaje (común de cada bloque)
- El consumo de la iluminación del garaje (Común de cada bloque)
- El consumo de la iluminación de trasteros, zona inferior de la escalera que da acceso al garaje y a los trasteros (uno por portal)

Ya que el consumo del garaje depende del bloque, a continuación, se van a definir los datos relevantes de cada bloque para este apartado.

	Bloque 1,2,3	Bloque 4
Nº de portales	2	3
Nº medio de residentes	72	108
Nº de puntos de luz garaje	11	17
Nº lámparas trastero	7	7

Tabla 31.- Datos para estimación consumo del garaje

Para simplificar los cálculos, se estimará el **uso del portón del garaje** para un solo portal que después se multiplicará por el número de portales correspondientes a cada bloque para obtener el consumo medio por hora.

De media, en cada una de las 12 viviendas de cada bloque hay 3 personas, de las cuales 2 tiene plazas de garaje, lo cual implica una media de 24 plazas de garaje por portal.

De esas 24 personas que disponen de plaza de aparcamiento, se estima que, mínimo, el 50% sale del bloque entre las 6 a.m. y las 8 a.m. y el otro 50% de 8 a.m. y 12 p.m. Tras eso, se estima que un 30% aproximadamente entra y sale de nuevo entre las 13 p.m. y las 16 p.m. y de 17 p.m. a 22 p.m. se da el último periodo de utilización diario.

Cabe resaltar que el portón de garaje (E.M.G ELETTRONICA, 2 mod 71 B) tiene un consumo de 550 W y que la maniobra de apertura y cierre del portón por uso es de 1 minuto (57 segundos) en total.

El consumo del portón se corresponde con la siguiente expresión:

$$C_{porton\ PORTAL} (kWh) = 0,55 * Tiempo\ de\ uso\ (horas)$$

A continuación, se desglosa el tiempo de uso del portón de un portal.

6 a 8 → 12 movimientos (12 min)	6 minutos a la hora	0.1 h
8 a 12 → 12 movimientos (12 min)	75% de 8 a 10 (9 min)	0.075 h
	25% de 10 a 12 (3 min)	0.025 h

De 13 a 16	Se estima una tasa del uso del 30% (7 minutos) pero teniendo en cuenta que se trata de entrada y salida son 14 minutos en total a lo largo de las 3 horas.	0.007 h
De 17 a 22 → 24 movimientos	65% de 17 a 19 (15 min)	0.125 h
	35% de 19 a 22 (9 min)	0.05 h

Tabla 32.- Tiempo de funcionamiento del portón de garaje

El consumo de la **iluminación del garaje** es un consumo que se mantiene constante las 24 horas al día, a lo largo de todo el año.

En los correspondientes puntos de luz se han instalado lámparas Metalarc Led de 9 W, cuyo consumo total a la hora se corresponde con la expresión:

$$C_{iluminación\ garaje\ BLOQUE} (kWh) = 0.009 * N^{\circ} de\ puntos\ de\ luz$$

El último término, correspondiente con **la iluminación de los trasteros**, se estimará en relación a la tasa de uso del portón de garaje. Esto se hace de esta manera ya que se entiende que aquellas personas que accedan al garaje harán uso necesario de esta zona que, dada su ubicación subterránea, requiere de iluminación independientemente de la hora del día.

Las lámpara instaladas en esta zona, son lámparas halógenas de 50 W, controladas mediante un temporizador a 25 segundos.

El consumo de dicha zona dependerá, por tanto, del número de lámparas, de su consumo individual, y del tiempo total de uso a la hora, según la expresión:

$$C_{iluminacion\ trastero\ PORTAL} (kWh) = N^{\circ} lámparas * 0.05 * \left(\frac{25}{3600}\right) * N^{\circ} de\ usos$$

, donde el número de usos es igual a los minutos que se usa el portón del graaje a cada hora, ya que este valor es análogo al número de movimientos de entrada y salida del garaje.

C. Consumo ascensor

La estimación del consumo eléctrico del ascensor se hace atendiendo a sus características técnicas y a la experiencia. Sin embargo, el uso del ascensor es difícil de definir debido a que no solo es usado por los residentes sino también por personas que acceden a los portales para trabajar durante el día en los domicilios, para realizar tareas de mantenimiento, limpieza, etc. Por tanto, se intentará estimar el consumo de forma aproximada y centrada principalmente en su uso por los inquilinos de cada portal.

Cada portal cuenta con un ascensor Thyssenkrupp Sinergy Element, con capacidad para 6 personas, (450 Kg máx.) 2.8 kW, 1m/s. Dado que cada portal cuenta con cuatro plantas, incluyendo el garaje, y teniendo en cuenta que la mayoría de los trayectos en ascensor se usan para acceder al garaje desde las plantas superiores y viceversa, además de los viajes realizados desde y hasta la planta baja, se estima que, de media, el recorrido es de tres plantas. Este supuesto aplicará en todos los casos para facilitar el cálculo, implicando un tiempo de uso en todos los casos de 6 segundos (subida y bajada).

El uso del ascensor se agrupa por periodos de actividad de la siguiente forma:

De 6 a.m. a 8 a.m.: se estiman un total de 12 viajes, repartidos entre las dos horas.

De 8 a.m. a 10 a.m.: Se estiman unos 20 viajes, entre residentes y trabajadores domésticos que acceden al primer y segundo piso.

De 10 a.m. a 14 p.m.: En este periodo los trayectos principales se corresponden con trabajadores que entran y salen del portal, estimándose una media de 3 viajes a la hora.

De 13 p.m. a 16 p.m.: Durante ese periodo muchos de los residentes del portal vuelven a comer a casa y luego vuelven a salir en su mayoría. Entre viajes de entrada y salida, durante este periodo se calcula que se pueden llegar a realizar 4 viajes a la hora. Por tanto de 13 p.m. a 14 p.m. se solapan los trayectos detallados en el punto anterior con estos ahora mencionados.

De 16 p.m. a 17 p.m.: Este período cuenta con una relativa tranquilidad con respecto a los anteriores y el siguiente. No obstante, dado que son elementos que cuentan con una elevada tasa de uso en bloques de vecino, durante este periodo se ha estimado su uso en aproximadamente 2 viajes.

De 17 p.m. a 21 p.m.: Durante estas 4 horas el uso de los ascensores aumenta considerablemente. Por un lado se recoge la vuelta del colegio y salidas de muchos niños hacia actividades extraescolares y se registra la salida de trabajadores y la vuelta paulatina del trabajo de muchos residentes. Teniendo en cuenta los posibles movimientos dentro del portal y conociendo, de media, el número de residentes en cada portal, se determina que 9 viajes a la hora es más que posible.

De 21 p.m. a 23 p.m.: Si bien el tránsito a partir de las 21 p.m. se reduce considerablemente, suponiendo que hay personas que terminan la jornada laboral más tarde y su vuelta a casa se da en este horario, se estima de media 1 viaje a la hora.

A partir de la 23 p.m, hasta las 6 a.m., no se descarta el uso del ascensor pero su uso será prácticamente despreciable por lo que no se tienen en cuenta estos posibles usos.

La expresión del consumo del ascensor de cada portal es la siguiente:

$$C_{\text{ascensor PORTAL}} (kWh) = N^{\circ} \text{ de usos} * \left(\frac{6}{3600} \right) * 2.8$$

, donde el n° de usos se corresponde con los usos de cada periodo descritos anteriormente.

Dado que el consumo del ascensor es muy inferior al del consumo de las viviendas y que la tasa de uso es muy similar a lo largo del año, no se han considerado variaciones mensuales en la curva de consumo, obteniéndose el consiguiente perfil de consumo medio diario de un día tipo. Este perfil de consumo aplica a todos los portales de los bloques.



Figura 29.- Uso horario del ascensor

D. Consumo iluminación escalera

Este consumo será especialmente relevante a primera hora de la mañana y al caer la tarde, ya que en las horas centrales del día, la iluminación natural de la escalera es lo suficientemente buena como para poder prescindir de iluminación artificial.

La iluminación de la escalera es la misma que la de los trasteros (lámparas halógenas, 50 W temporizadas a 25 segundos) pero su tasa de uso difiere de esta y mantiene una mayor correlación con la tasa de uso del ascensor, y se tiene en cuenta también el menor número de horas de luz de los meses de otoño/inviernos con los de primavera/verano.

De esta forma, la expresión que define la iluminación de los tramos escalera de cada portal es la siguiente.

$$C_{iluminacion\ escalera\ PORTAL} (kWh) = N^{\circ} de\ lámparas * 0.05 * \left(\frac{25}{3600}\right) * N^{\circ} de\ usos$$

Aunque cada portal cuenta con 3 tramos de 7 bombillas cada uno (escalera y planta), al accionar el interruptor de una determinada planta, solo se accionan las lámparas correspondientes a dicho tramo y no las 24 que conforman la iluminación total del portal, lo cual supone un ahorro energético.

A continuación, se detalla el uso que se puede dar en un día tipo a la eliminación de la escalera de un portal.

	Otoño/Invierno	Primavera/Verano
6 a 8	6 usos/hora	6 usos/hora
8 a 10	10 usos/hora	10 usos/hora
10 a 11	3 usos/hora	-
17 a 19	9 usos/hora	-
19 a 21	9 usos/hora	9 usos/hora
21 a 23	1 usos/hora	1 usos/hora

Tabla 33.- Uso iluminación escalera

E. Iluminación exterior de la urbanización

El último consumo que se tendrá en cuenta para definir la carga de la urbanización en general es la iluminación exterior de esta.

Tras haber hecho un recuento, se estima que la iluminación exterior está formada por una combinación de 33 farolas, con lámparas de descarga de 100 W, y 28 balizas, LED de 12 W.

Al igual que con la iluminación de la escalera, la horas en las cuales se activa esta iluminación depende de la época del año, atendiendo al número de horas de sol.

De esta forma, se establecen los siguientes periodos de uso:

Enero- marzo: 14 horas de uso de 18 a 8

Abril- Junio: 13 horas de uso, de 19 a 7.

Julio- Septiembre: 9 horas de uso, de 21 a 5

Octubre- Diciembre: 12 horas de uso, de 20 a 7

La expresión de este consumo queda de la siguiente forma:

$$C_{Iluminación\ exterior} (kWh) = (33 * 0.1 + 28 * 0.012) * 1h$$

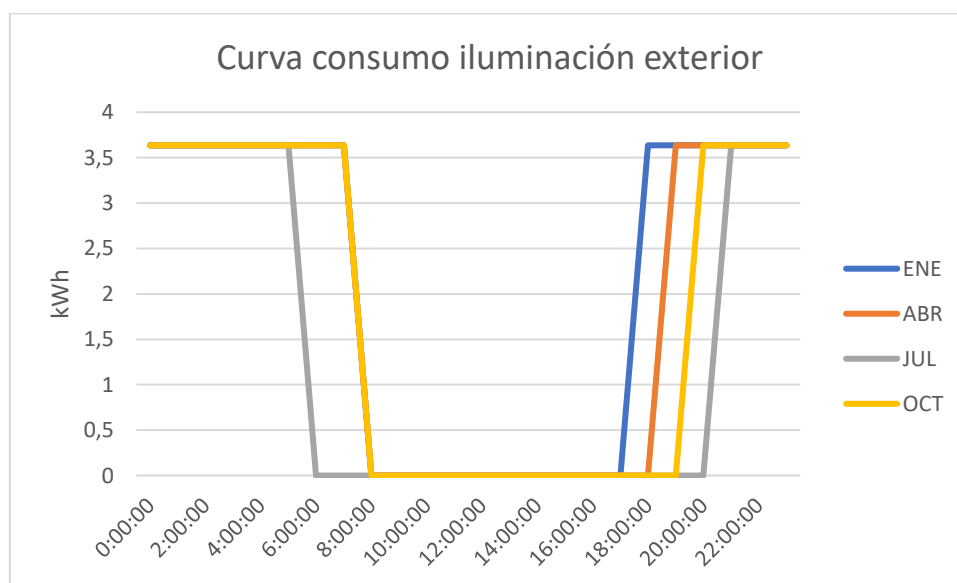


Figura 30.- Funcionamiento de la iluminación exterior por estaciones

F. CURVA DE CONSUMO POR BLOQUES

Como se ha podido observar, el detalle de consumo de cada uno de los elementos que se han considerado en este proyecto se ha definido de la forma más sencilla posible para después poder agruparlos en función del número de elementos correspondiente a cada bloque.

$$C_{PORTAL} (kWh) = 6 * C_{Viviendas\ 5,5\ kW} + 6 * C_{Viviendas\ 4,6\ kW} + C_{ascensor\ PORTAL} + C_{iluminacion\ escalera\ PORTAL}$$

C_{GARAJE} (kWh)

$$= N^{\circ} Portales * (C_{porton PORTAL} + C_{iluminacion trastero PORTAL}) + C_{iluminación garaje BLOQUE}$$

Hay que tener en cuenta que el término $C_{iluminación garaje BLOQUE}$ depende del número de puntos de luz en el garaje, el cual difiere entre los bloques 1,2 y 3 y el bloque 4. En los primeros, el número de puntos de luz es de 11 mientras que en el bloque 4 el número es de 17.

Por último, cabe resaltar que el consumo de la iluminación exterior se agrega al consumo propio del bloque 4. Esto se hace para simplificar su integración en los posteriores cálculos de la instalación de almacenamiento y generación necesaria.

$$C_{B1,B2,B3} = N^{\circ} Portales * C_{PORTAL} (kWh) + C_{GARAJE} (kWh)$$

$$C_{B4} = N^{\circ} Portales * C_{PORTAL} (kWh) + C_{GARAJE} (kWh) + C_{iluminación exterior} (kWh)$$

A continuación, se muestra cómo quedan los consumos totales de cada uno de los bloques.

Los valores se muestran según las curvas de consumo de cada uno de ellos, correspondientes a un día típico de cada mes.

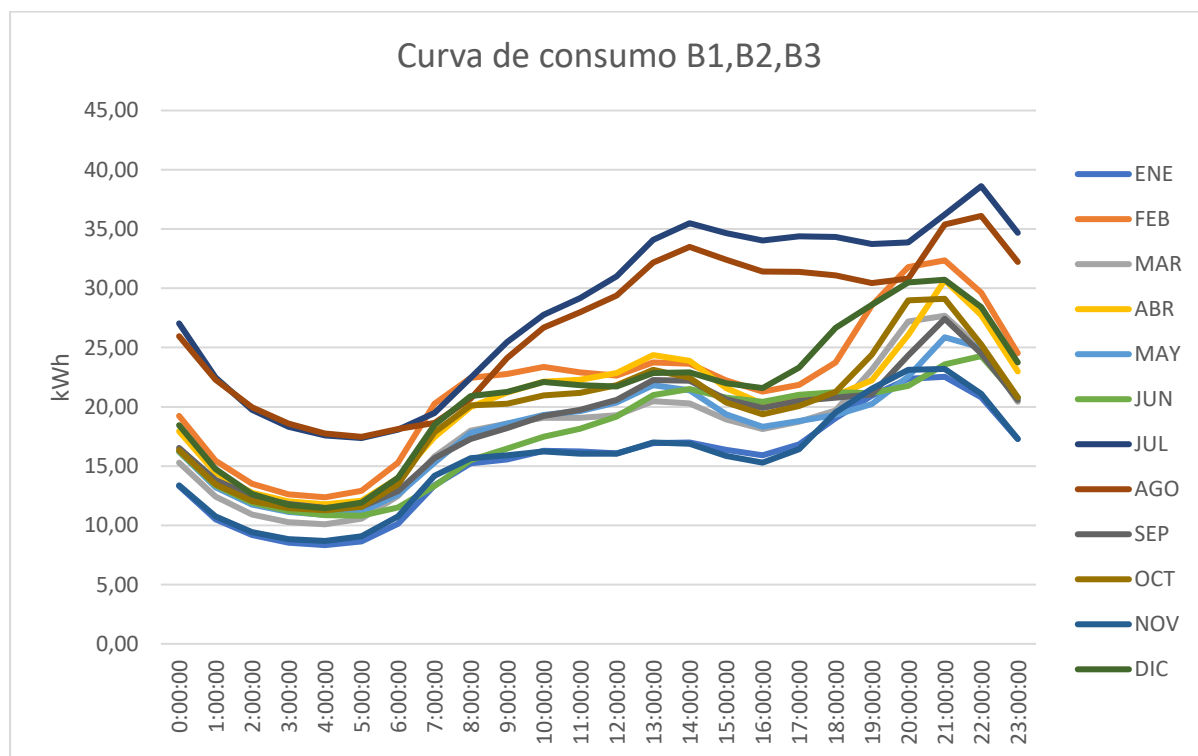


Figura 31.- Consumo horario mensual bloque B123

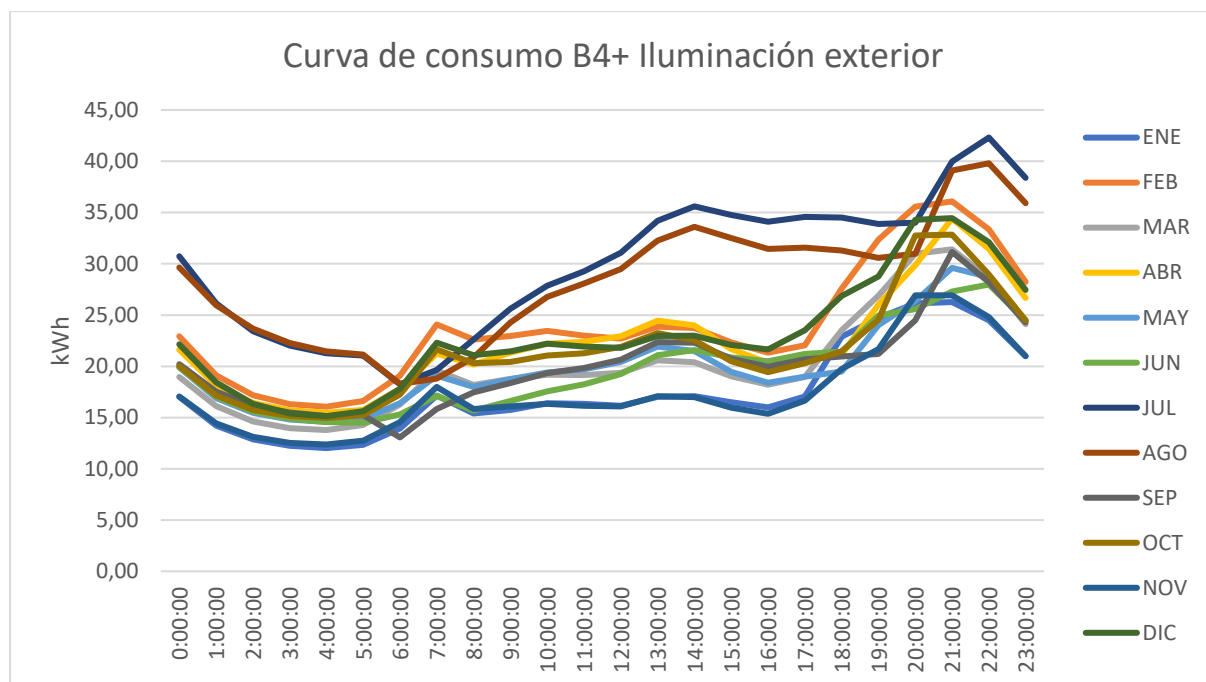


Figura 32.- Consumo horario mensual bloque B4

Como se observa en las gráficas, los cuatro bloques muestran un consumo mucho más elevado en los meses de julio- agosto que a lo largo del resto del año.

Estos datos no solo nos aportan información relevante para el dimensionamiento de la micro red en cuanto a capacidad de generación y almacenamiento necesario, si no que nos ayuda a ver que meses son más interesantes de cada a dicho diseño.

Como ya se ha mencionado, los consumos más elevados se dan en julio y agosto, pudiendo parecer interesante la realización de los cálculos atendiendo a estos valores de consumo. Sin embargo, la situación es todo lo contrario. Si se diseñara la instalación fotovoltaica para estos meses, nos encontraríamos con una instalación sobredimensionada el resto del año. Hay que tener en cuenta que en estos meses haría falta instalar un elevado número de paneles para hacer frente a una demanda muy superior a la que se da durante los meses anteriores y siguientes y que, además, el rendimiento de dicha instalación se vería afectada por las altas temperaturas, obligando, seguramente, a elevar incluso más todavía el número de paneles para poder dar respuesta al consumo.

Por tanto, previsiblemente, la instalación se dimensione para meses que muestren valores más acordes a la situación media anual, como pueden ser los meses de febrero, abril u octubre.

ANEXO II. ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA

Si bien aguas arriba del punto de conexión a la red se encuentra un transformador que permite la conexión de la micro red a la Red Eléctrica de MT, las conexiones y organización interna de la micro red se realiza en BT.

Conocer la potencia total que consume la urbanización es importante ya que será un dato relevante tanto para la facturación del término de potencia (TC) de la tarifa eléctrica aplicada para las importaciones de red, como en materia regulatoria como se recoge en el apartado 3.2 del presente proyecto.

Para la estimación de la potencia contratada se emplea el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (edición 2016), ITC-BT 10, siguiéndose el proceso establecido.

En el siguiente cuadro se recogen los datos relevantes para el cálculo de las dos tipologías de bloque.

Datos por portal		
Viviendas 5,5, kW	6	
Viviendas 4,6 kW	6	
Iluminación escalera (incandescencia, por planta)	6 x 50 W	
Consumo ascensor	1 x 2,8 kW + 4 LED x 6 W	
Iluminación trasteros (Incandescencia)	7 x 50 W	
	B1,2,3	B4
Nº Portales	2	3
Nº de Plantas (sin contar garaje)	3	3
Iluminación garaje (Descarga)	11x 9 W	17 x 9W
Portón garaje	1 x 0.55 kW	1 x 0,55 kW
Planta garaje (m ²)	644	870
Iluminación exterior	-	33 descarga x 100W 28 LED x 12 W

Tabla 34.- Datos necesarios para estimación de la potencia

La carga total de cada edificio, o bloque en este caso, se calculará como la suma de las estimaciones de potencia para las viviendas, servicios generales y garajes, según lo establecido en el ITC-BT 10.

$$P_{TOTAL} = P_{VIV} + P_{SG} + P_{GARAJE}$$

A. Carga correspondiente a un conjunto de viviendas

Bloques 1,2,3

Cada uno de estos bloques cuenta con un total de 24 viviendas, 12 con electrificación elevada con una previsión de 5,5 kW y 12 con electrificación elevada con una previsión de 4,6 kW, cada una de ellas a 230 V.

Bloque 4

Este bloque cuenta con 36 viviendas, de las cuales la mitad tienen una potencia prevista de 4,6 kW a 230 V y las demás una potencia prevista de 5,5 kW a 230 V.

En ambos casos es necesario estimar el coeficiente de simultaneidad, según la ecuación:

$$C_s = 15,3 + (n - 21) * 0,5, \text{ siendo } n \text{ el } n^{\circ} \text{ de viviendas}$$

La potencia se obtiene multiplicando la media aritmética de las potencias totales previstas para cada vivienda por el coeficiente de simultaneidad.

$$P_{VIV} = C_s * P_{media}$$

Siendo P_{media} :

$$\frac{\sum n_i * P_i}{\sum n_i}$$

	Coef. Simultaneidad (Cs)	P _{media} (Kw)	P _{VIV} (kW)
B1,2,3	16,8	5,05	84,84
B4	22,8	5,05	115,14

Tabla 35.- Estimación potencia de viviendas

B. Carga correspondiente a los servicios generales

La carga correspondiente a los servicios generales se hace atendiendo a la previsión de carga de cada uno de los elementos, sin aplicar factores de reducción de la simultaneidad.

Al consumo previsto de servicios generales del bloque 4 hay que añadir también el consumo previsto de la iluminación exterior ya que, como se indicó en el anexo I, ese consumo se suma a los propios de dicho bloque.

	P _{TOT} ascensores	P _{TOT} Luz escalera	P _{TOT} Luz trasteros	P _{TOT} luz ext	P _{TOT} SG
B1,2,3	5,65	1,8	0,7	-	9,15
B4	8,47	2,7	1,05	3,636	15,85

Tabla 36.- Potencia servicios generales por bloque

C. Carga correspondiente a los garajes

La carga correspondiente a los garajes debe estimarse y corregirse según lo establecido en el reglamento en caso de no alcanzar el mínimo definido.

En el caso de garajes con ventilación natural, como es el caso, la carga se ha de calcular considerando un mínimo de 10 W/m² y planta, con un mínimo de 3.450 W a 230V.

La estimación de cargas para los garajes de cada uno de los bloques es el siguiente:

	P _{TOT} porton	P _{TOT} Luz garaje	P _{TOT} garaje
B1,2,3	0,55	0.099	0.65
B4	0,55	0,153	0,703

Tabla 37.- Potencia del garaje por tipo de bloque

Potencia mínima establecida por el reglamento:

	P _{Min.} m ²	P _{Min.} reglamento	P _{TOT} garaje
B1,2,3	6,4	3,45	6,4
B4	8,7	3,45	8,7

Tabla 38.- Potencia mínima establecida por el reglamento

Dado que la potencia estimada el garaje de los bloques no alcanza los mínimos establecidos por el reglamento, se ajusta la previsión de cargas para la potencia mínima más conservadora de las definidas en el ITC-BT 10.

D. Previsión de cargas total

Sumando las previsiones de potencia definidas en los apartados anteriores, es posible determinar la potencia prevista total para cada bloque y de la urbanización en conjunto.

Para el siguiente cálculo se asume como aceptable el considerar la previsión de cada bloque 1, 2 y 3 idéntica para después agregarla al consumo del bloque 4.

	P _{VIV} (kW)	P _{TOT} SG	P _{TOT} garaje	P _{TOT} Bloque
B1,2,3	84,84	9,15	6,4	100,40
B4	115,14	15,85	8,7	139,70

Tabla 39.- Carga total estimada por bloques

Con todo esto, la potencia total prevista de la urbanización es de **440,9 kW**.

ANEXO III. CÁLCULO HORAS SOLARES EQUIVALENTES

La estimación de las horas solares equivalentes, o pico, es necesario para el cálculo de la potencia pico de la instalación.

Los parámetros fundamentales de los módulos fotovoltaicos (como el Factor de Forma, Tensión de Circuito Abierto, Corriente de Cortocircuito, etc), se caracterizan para unas condiciones denominadas **CEM** (Condiciones Estándar de Medida, o STC por sus siglas en inglés), las cuales se definen en [66],[76] como:

- Irradiación solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de la célula: 25°C

Cuanto más próximas sean las características del emplazamiento del proyecto a los valores CEM definidos, mayor eficiencia tendrán los paneles y mayor será la producción de la instalación.

Son precisamente esos 1000 W/m² los que definen una hora solar equivalente (HSE).

La potencia pico de los paneles también se caracteriza para dichas condiciones y es por ello que el número de HSE será directamente proporcional a la potencia pico de la instalación. Conocer el número de horas equivalentes permite conocer el número de horas con una radiación de 1000 W/m² a las cuales equivaldría el recursos solar disponible.

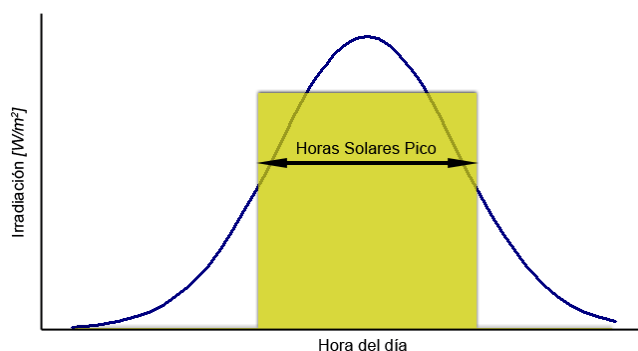


Figura 33.- Figura descriptiva HSE. Fuente:[76]

El cálculo de HSE se debe de hacer en base a la radiación global que reciben los módulos sobre su plano. Para obtener estos datos se recurre al PV SYST, herramienta informática que permite obtener entre otros resultados, los datos medios de radiación diaria (Wh/m² día) sobre un plano inclinado 38°, como se ha definido en el punto 5.2.2.1 del proyecto.

Estos valores deben corregirse atendiendo a las condiciones atmosféricas medias del emplazamiento, según lo definido en [76]:

Estado ambiental	Factor de corrección ambiental
Abundancia de calima, contaminación, etc	0,95
Ambiente intermedio	1

Atmósfera limpia	1,05
------------------	------

Dado que la micro red se ubica en Madrid, parece correcto asumir un factor de corrección de 0,95 debido a los problemas de contaminación que se dan en la capital a lo largo del año, especialmente durante los meses de invierno y verano debido a la falta de precipitaciones.

Para obtener las HSE, se divide la radiación corregida según los valores de la tabla entre 1000 W/m², con lo que se obtienen los siguientes valores para cada mes:

	kWh/m ² día	FACTOR DE CORRECCION AMBIENTAL	HSE
ENERO	3,55	0,95	3,37
FEBRERO	4,44	0,95	4,21
MARZO	5,60	0,95	5,32
ABRIL	5,97	0,95	5,67
MAYO	6,04	0,95	5,73
JUNIO	6,62	0,95	6,29
JULIO	7,10	0,95	6,75
AGOSTO	6,95	0,95	6,61
SEPTIEMBRE	6,20	0,95	5,89
OCTUBRE	4,50	0,95	4,27
NOVIEMBRE	3,61	0,95	3,43
DICIEMBRE	2,93	0,95	2,79

ANEXO IV. RESULTADOS SIMULACIÓN

A. Primera Simulación. Predimensionamiento

1. DATOS DE PARTIDA

ESCENARIOS BLOQUE 1,2,3										
	ESCENARIO	% COBERTURA	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh NECESARIOS	HSE	ESTIMACION PERFORMANCE RATIO (PR)	CALCULO POTENCIA NECESARIA PANELES		POTENCIA mínima INVERSOR (KW)	Nº DE INVERSORES NECESARIO
							Energía necesaria (Kwh)	kWp		
INVIERNO	50	50	519,08	259,54	4,21	0,86	259,54	72,00	50,40	1
	80	80		415,26			115,00	80,50	2	
	100	100		519,08			144,00	100,80	3	
PRIMAVERA	50	50	482,20	241,10	5,67	0,86	241,10	50,00	35,00	1
	80	80		385,76			80,00	56,00	2	
	100	100		482,20			99,00	69,30	2	
OTOÑO	50	50	466,95	233,47	4,27	0,86	233,47	64,00	44,80	1
	80	80		373,56			102,00	71,40	2	
	100	100		466,95			128,00	89,60	2	
ESCENARIOS BLOQUE 4										
	ESCENARIO	% COBERTURA	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh NECESARIOS	HSE	ESTIMACION PERFORMANCE RATIO (PR)	CALCULO POTENCIA NECESARIA PANELES		POTENCIA mínima INVERSOR (KW)	Nº DE INVERSORES NECESARIOS
							Energía necesaria (Kwh)	kWp		
INVIERNO	50	50	572,54	286,27	4,21	0,86	286,27	79,00	55,30	2
	80	80		458,03			127,00	88,90	2	
	100	100		572,54			158,00	110,60	3	
PRIMAVERA	50	50	531,95	265,97	5,67	0,86	265,97	55,00	38,50	1
	80	80		425,56			88,00	61,60	2	
	100	100		531,95			110,00	77,00	2	
OTOÑO	50	50	513,14	256,57	4,27	0,86	256,57	70,00	49,00	1
	80	80		410,51			112,00	78,40	2	
	100	100		513,14			140,00	98,00	2	

2. BALANCE GENERACION- CONSUMO DE LOS CASOS CONSIDERADOS

		INVIERNO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kWh) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo (kWh)	Excedentes (kWh)	Generación (kWh) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo (kWh)	Excedentes (kWh)	Generación (kWh) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo (kWh)	Excedentes (kWh)
0:00:00	19,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	15,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	13,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	12,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	12,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	12,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	15,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	20,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	22,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00:00	22,77	0,89	0,89	0,00	1,54	1,54	0,00	1,86	1,86	0,00
10:00:00	23,36	13,38	13,38	0,00	21,97	21,97	0,00	27,13	23,36	3,77
11:00:00	22,89	25,02	22,89	2,12	40,82	22,89	17,93	50,63	22,89	27,74
12:00:00	22,64	32,47	22,64	9,84	52,85	22,64	30,22	65,70	22,64	43,07
13:00:00	23,75	37,24	23,75	13,49	60,45	23,75	36,70	75,35	23,75	51,61
14:00:00	23,62	40,91	23,62	17,29	66,17	23,62	42,54	82,76	23,62	59,13
15:00:00	22,23	39,35	22,23	17,11	63,90	22,23	41,67	79,59	22,23	57,36
16:00:00	21,27	34,70	21,27	13,42	56,41	21,27	35,14	70,19	21,27	48,92
17:00:00	21,85	26,92	21,85	5,07	43,87	21,85	22,02	54,49	21,85	32,63
18:00:00	23,75	14,10	14,10	0,00	23,11	23,11	0,00	28,58	23,75	4,83
19:00:00	28,55	0,57	0,57	0,00	1,02	1,02	0,00	1,22	1,22	0,00
20:00:00	31,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	32,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	29,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	24,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		PRIMAVERA								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	17,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	14,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	12,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	12,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	11,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	12,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	13,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	17,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,00	2,03	2,03	0,00	3,13	3,13	0,00	4,06	4,06	0,00
9:00:00	21,19	11,11	11,11	0,00	17,41	17,41	0,00	22,22	21,19	1,03
10:00:00	22,12	20,37	20,37	0,00	31,90	22,12	9,78	40,74	22,12	18,62
11:00:00	22,29	27,94	22,29	5,65	43,74	22,29	21,45	55,89	22,29	33,59
12:00:00	22,85	29,51	22,85	6,66	46,18	22,85	23,32	59,03	22,85	36,17
13:00:00	24,36	32,17	24,36	7,81	50,33	24,36	25,96	64,35	24,36	39,98
14:00:00	23,88	31,95	23,88	8,07	49,98	23,88	26,10	63,91	23,88	40,03
15:00:00	21,58	30,73	21,58	9,15	48,06	21,58	26,48	61,46	21,58	39,87
16:00:00	20,27	26,68	20,27	6,40	41,73	20,27	21,46	53,35	20,27	33,08
17:00:00	20,57	20,80	20,57	0,23	32,55	20,57	11,99	41,60	20,57	21,03
18:00:00	20,97	13,53	13,53	0,00	21,19	20,97	0,22	27,07	20,97	6,10
19:00:00	22,22	5,35	5,35	0,00	8,38	8,38	0,00	10,70	10,70	0,00
20:00:00	26,07	0,18	0,18	0,00	0,23	0,23	0,00	0,35	0,35	0,00
21:00:00	30,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	27,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	22,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		OTOÑO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	16,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	13,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	12,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	11,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	11,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	11,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	13,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	17,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,13	0,00	0,00	0,00	0,02	0,02	0,00	0,02	0,02	0,00
9:00:00	20,25	7,60	7,60	0,00	12,25	12,25	0,00	15,33	15,33	0,00
10:00:00	20,96	18,10	18,10	0,00	28,94	20,96	7,98	36,27	20,96	15,31
11:00:00	21,18	24,85	21,18	3,67	39,68	21,18	18,51	49,73	21,18	28,56
12:00:00	21,81	29,77	21,81	7,96	47,51	21,81	25,70	59,55	21,81	37,73
13:00:00	23,12	31,85	23,12	8,73	50,82	23,12	27,70	63,70	23,12	40,57
14:00:00	22,45	33,04	22,45	10,60	52,72	22,45	30,28	66,07	22,45	43,63
15:00:00	20,38	30,19	20,38	9,81	48,18	20,38	27,81	60,38	20,38	40,00
16:00:00	19,37	26,93	19,37	7,56	43,00	19,37	23,63	53,89	19,37	34,52
17:00:00	20,08	19,03	19,03	0,00	30,42	20,08	10,34	38,11	20,08	18,03
18:00:00	21,25	7,93	7,93	0,00	12,77	12,77	0,00	15,97	15,97	0,00
19:00:00	24,38	0,11	0,11	0,00	0,25	0,25	0,00	0,29	0,29	0,00
20:00:00	28,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	29,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	25,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	20,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	INVIERNO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	265,54	432,11	537,50
Consumo directo (kWh)	187,19	205,89	208,44
Excedentes brutos (kWh)	78,35	226,22	329,06
Perdidas Roundtrip (kWh)	14,45	41,73	60,70
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	251,09	390,38	476,80
Energía necesaria (kWh)	259,54	415,26	519,08
Diferencia (kWh)	-8,45	-24,88	-42,28
	PRIMAVERA		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	252,36	394,82	504,72
Consumo directo (kWh)	208,38	228,05	235,21
Excedentes brutos (kWh)	43,97	166,77	269,51
Perdidas Roundtrip (kWh)	8,11	30,76	49,71
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	244,25	364,05	455,00
Energía necesaria (kWh)	241,10	385,76	482,20
Diferencia (kWh)	3,15	-21,71	-27,20
	OTOÑO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	229,41	366,57	459,30
Consumo directo (kWh)	181,08	194,63	200,95
Excedentes brutos (kWh)	48,32	171,94	258,35
Perdidas Roundtrip (kWh)	8,91	31,72	47,66
Generación+ almacenamiento disponible consumo (kWh)	220,49	334,86	411,65
Energía necesaria(kWh)	233,47	373,56	466,95
Diferencia (kWh)	-12,98	-38,70	-55,30

Tabla 40.- Diferencia entre generación y consumo. Estimación inicial Bloque B123

Capítulo 9 ANEXOS
 ■ BLOQUE 4

		INVIERNO								
		ESCENARIO 50% INVIERNO			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	22,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	19,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	17,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	16,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	16,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	16,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	19,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	24,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	22,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00:00	22,95	1,00	1,00	0,00	1,63	1,63	0,00	2,08	2,08	0,00
10:00:00	23,45	14,80	14,80	0,00	23,91	23,45	0,46	29,94	23,45	6,48
11:00:00	22,98	27,59	22,98	4,62	44,51	22,98	21,53	55,66	22,98	32,68
12:00:00	22,71	35,78	22,71	13,08	57,68	22,71	34,97	72,09	22,71	49,39
13:00:00	23,85	41,02	23,85	17,17	66,09	23,85	42,25	82,57	23,85	58,73
14:00:00	23,73	45,05	23,73	21,32	72,59	23,73	48,86	90,66	23,73	66,94
15:00:00	22,33	43,33	22,33	20,99	69,81	22,33	47,48	87,20	22,33	64,87
16:00:00	21,33	38,22	21,33	16,88	61,58	21,33	40,25	76,96	21,33	55,62
17:00:00	22,06	29,68	22,06	7,62	47,85	22,06	25,80	59,82	22,06	37,76
18:00:00	27,59	15,57	15,57	0,00	25,15	25,15	0,00	31,49	27,59	3,90
19:00:00	32,34	0,64	0,64	0,00	1,05	1,05	0,00	1,38	1,38	0,00
20:00:00	35,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	36,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	33,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	28,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		PRIMAVERA								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	21,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	18,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	16,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	15,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	15,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	15,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	17,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	21,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,17	2,32	2,32	0,00	3,50	3,50	0,00	4,38	4,38	0,00
9:00:00	21,34	12,46	12,46	0,00	19,41	19,41	0,00	23,73	21,34	2,39
10:00:00	22,20	22,79	22,20	0,59	35,64	22,20	13,43	43,45	22,20	21,25
11:00:00	22,38	31,22	22,38	8,84	48,91	22,38	26,53	59,56	22,38	37,18
12:00:00	22,92	32,96	22,92	10,04	51,66	22,92	28,73	62,88	22,92	39,96
13:00:00	24,47	35,89	24,47	11,42	56,32	24,47	31,86	68,53	24,47	44,07
14:00:00	23,98	35,62	23,98	11,63	55,94	23,98	31,96	68,06	23,98	44,08
15:00:00	21,68	34,30	21,68	12,61	53,79	21,68	32,10	65,45	21,68	43,77
16:00:00	20,33	29,80	20,33	9,46	46,69	20,33	26,35	56,84	20,33	36,51
17:00:00	20,75	23,26	20,75	2,51	36,39	20,75	15,64	44,35	20,75	23,60
18:00:00	21,15	15,16	15,16	0,00	23,66	21,15	2,51	28,88	21,15	7,73
19:00:00	26,01	6,02	6,02	0,00	9,33	9,33	0,00	11,45	11,45	0,00
20:00:00	29,86	0,21	0,21	0,00	0,28	0,28	0,00	0,39	0,39	0,00
21:00:00	34,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	31,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	26,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

		OTOÑO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	20,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	17,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	15,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	15,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	14,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	15,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	17,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	21,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,31	0,01	0,01	0,00	0,02	0,02	0,00	0,02	0,02	0,00
9:00:00	20,43	8,56	8,56	0,00	13,63	13,63	0,00	16,99	16,99	0,00
10:00:00	21,05	20,38	20,38	0,00	32,16	21,05	11,11	40,18	21,05	19,13
11:00:00	21,26	28,01	21,26	6,75	44,09	21,26	22,83	55,11	21,26	33,85
12:00:00	21,88	33,57	21,88	11,69	52,78	21,88	30,90	66,00	21,88	44,12
13:00:00	23,23	35,93	23,23	12,70	56,45	23,23	33,22	70,60	23,23	47,38
14:00:00	22,55	37,27	22,55	14,72	58,56	22,55	36,01	73,24	22,55	50,69
15:00:00	20,48	34,05	20,48	13,57	53,51	20,48	33,04	66,93	20,48	46,45
16:00:00	19,43	30,37	19,43	10,93	47,78	19,43	28,34	59,73	19,43	40,29
17:00:00	20,29	21,44	20,29	1,16	33,81	20,29	13,52	42,24	20,29	21,95
18:00:00	21,45	8,93	8,93	0,00	14,21	14,21	0,00	17,71	17,71	0,00
19:00:00	24,53	0,14	0,14	0,00	0,29	0,29	0,00	0,34	0,34	0,00
20:00:00	32,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	32,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	28,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	24,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	INVIERNO		
	50%	80%	100%
	TOTAL generación (kWh)	292,67	471,86
Consumo directo (kWh)	190,99	210,27	213,48
Excedentes brutos (kWh)	101,68	261,59	376,38
Perdidas Roundtrip (kWh)	18,76	48,25	69,43
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	273,91	423,60	520,43
Energía necesaria (kWh)	286,27	458,03	572,54
Diferencia (kWh)	-12,35	-34,43	-52,11
	PRIMAVERA		
	50%	80%	100%
	TOTAL generación (kWh)	282,01	441,53
Consumo directo (kWh)	214,90	232,40	237,45
Excedentes brutos (kWh)	67,11	209,12	300,52
Perdidas Roundtrip (kWh)	12,38	38,58	55,44
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	269,63	402,95	482,54
Energía necesaria (kWh)	265,97	425,56	531,95
Diferencia (kWh)	3,65	-22,61	-49,41
	OTOÑO		
	50%	80%	100%
	TOTAL generación (kWh)	258,65	407,29
Consumo directo (kWh)	187,13	198,32	205,23
Excedentes brutos (kWh)	71,52	208,97	303,87
Perdidas Roundtrip (kWh)	13,19	38,55	56,05
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	245,46	368,74	453,04
Energía necesaria (kWh)	256,57	410,51	513,14
Diferencia (kWh)	-11,11	-41,77	-60,10

Tabla 41.- Diferencia entre generación y consumo. Estimación inicial Bloque B4

B. Corrección instalación fotovoltaica

1. DATOS DE PARTIDA

ESCENARIOS BLOQUE 1,2,3											
	ESCENARIO	% COBERTURA	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh NECESARIOS	HSE	ESTIMACION PERFORMANCE RATIO (PR)	CALCULO POTENCIA NECESARIA PANELES		POTENCIA minima INVERSOR (KW)	N° DE INVERSORES NECESARIOS	
							Energía necesaria (Kwh)	kWp			
OTOÑO	50	50	519,08	259,54	4,21	0,86	280,19	78,00	54,60	2	
	80	80		415,26			465,60	129,00			90,30
	100	100		519,08			588,35	163,00			114,10
PRIMAVERA	50	50	482,20	241,10	5,67	0,86	308,64	64,00	44,80	1	
	80	80		385,76			441,53	91,00			63,70
	100	100		482,20			537,97	111,00			77,70
OTOÑO	50	50	466,95	233,47	4,27	0,86	258,65	71,00	49,70	1	
	80	80		373,56			438,38	120,00			84,00
	100	100		466,95			525,70	144,00			100,80

ESCENARIOS BLOQUE 4											
	ESCENARIO	% COBERTURA	DEMANDA DIARIA (kWh)	kWh NECESARIOS	HSE	ESTIMACION PERFORMANCE RATIO (PR)	CALCULO POTENCIA NECESARIA PANELES		POTENCIA minima INVERSOR (KW)	N° DE INVERSORES NECESARIOS	
							Energía necesaria (Kwh)	kWp			
OTOÑO	50	50	572,54	286,27	4,21	0,86	332,20	92,00	64,40	2	
	80	80		458,03			531,60	147,00			102,90
	100	100		572,54			641,04	177,00			123,90
PRIMAVERA	50	50	531,95	265,97	5,67	0,86	315,52	65,00	45,50	1	
	80	80		425,56			478,18	99,00			69,30
	100	100		531,95			597,81	123,00			86,10
OTOÑO	50	50	513,14	256,57	4,27	0,86	280,31	77,00	53,90	2	
	80	80		410,51			469,32	128,00			89,60
	100	100		513,14			582,62	159,00			111,30

Capítulo 9 ANEXOS

2. BALANCE GENERACION-CONSUMO DE LOS CASOS CONSIDERADOS

▪ BLOQUES 1,2,3

		INVIERNO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	19,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	15,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	13,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	12,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	12,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	12,92	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	15,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	20,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	22,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00:00	22,77	0,94	0,94	0,00	1,69	1,69	0,00	2,04	2,04	0,00
10:00:00	23,36	14,10	14,10	0,00	23,97	23,36	0,61	29,51	23,36	6,16
11:00:00	22,89	26,38	22,89	3,49	44,53	22,89	21,64	55,05	22,89	32,16
12:00:00	22,64	34,26	22,64	11,63	57,64	22,64	35,01	71,42	22,64	48,78
13:00:00	23,75	39,31	23,75	15,56	63,96	23,75	40,22	81,90	23,75	58,15
14:00:00	23,62	43,18	23,62	19,56	69,78	23,62	46,16	89,91	23,62	66,28
15:00:00	22,23	41,53	22,23	19,30	68,29	22,23	46,06	86,50	22,23	64,27
16:00:00	21,27	36,61	21,27	15,34	61,52	21,27	40,25	76,29	21,27	55,02
17:00:00	21,85	28,40	21,85	6,55	47,85	21,85	26,00	59,23	21,85	37,38
18:00:00	23,75	14,86	14,86	0,00	25,22	23,75	1,47	31,09	23,75	7,34
19:00:00	28,55	0,60	0,60	0,00	1,13	1,13	0,00	1,35	1,35	0,00
20:00:00	31,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	32,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	29,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	24,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		PRIMAVERA								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	17,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	14,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	12,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	12,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	11,78	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	12,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	13,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	17,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,00	2,57	2,57	0,00	3,50	3,50	0,00	4,38	4,38	0,00
9:00:00	21,19	13,72	13,72	0,00	19,41	19,41	0,00	23,73	21,19	2,54
10:00:00	22,12	25,07	22,12	2,95	35,64	22,12	13,52	43,45	22,12	21,33
11:00:00	22,29	34,33	22,29	12,04	48,91	22,29	26,62	59,56	22,29	37,26
12:00:00	22,85	36,19	22,85	13,33	51,66	22,85	28,80	62,88	22,85	40,03
13:00:00	24,36	38,88	24,36	14,51	56,32	24,36	31,96	68,53	24,36	44,17
14:00:00	23,88	38,50	23,88	14,62	55,94	23,88	32,06	68,06	23,88	44,18
15:00:00	21,58	37,49	21,58	15,91	53,79	21,58	32,21	65,45	21,58	43,87
16:00:00	20,27	32,76	20,27	12,49	46,69	20,27	26,41	56,84	20,27	36,57
17:00:00	20,57	25,58	20,57	5,01	36,39	20,57	15,83	44,35	20,57	23,78
18:00:00	20,97	16,68	16,68	0,00	23,66	20,97	2,70	28,88	20,97	7,91
19:00:00	22,22	6,63	6,63	0,00	9,33	9,33	0,00	11,45	11,45	0,00
20:00:00	26,07	0,24	0,24	0,00	0,28	0,28	0,00	0,39	0,39	0,00
21:00:00	30,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	27,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	22,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		OTOÑO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	16,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	13,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	12,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	11,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	11,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	11,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	13,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	17,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,13	0,01	0,01	0,00	0,02	0,02	0,00	0,02	0,02	0,00
9:00:00	20,25	8,56	8,56	0,00	14,78	14,78	0,00	17,40	17,40	0,00
10:00:00	20,96	20,38	20,38	0,00	34,78	20,96	13,82	41,28	20,96	20,32
11:00:00	21,18	28,01	21,18	6,83	47,65	21,18	26,47	56,68	21,18	35,51
12:00:00	21,81	33,57	21,81	11,76	56,91	21,81	35,10	67,94	21,81	46,13
13:00:00	23,12	35,93	23,12	12,80	60,10	23,12	36,98	72,70	23,12	49,58
14:00:00	22,45	37,27	22,45	14,83	62,48	22,45	40,03	75,42	22,45	52,98
15:00:00	20,38	34,05	20,38	13,67	57,77	20,38	37,40	68,91	20,38	48,53
16:00:00	19,37	30,37	19,37	11,00	51,62	19,37	32,25	61,47	19,37	42,10
17:00:00	20,08	21,44	20,08	1,36	36,55	20,08	16,47	43,43	20,08	23,35
18:00:00	21,25	8,93	8,93	0,00	15,39	15,39	0,00	18,17	18,17	0,00
19:00:00	24,38	0,14	0,14	0,00	0,33	0,33	0,00	0,35	0,35	0,00
20:00:00	28,98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	29,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	25,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	20,80	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	INVIERNO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	280,19	465,60	584,29
Consumo directo (kWh)	188,76	208,19	208,75
Excedentes brutos (kWh)	91,43	257,41	375,54
Perdidas Roundtrip (kWh)	16,87	47,48	59,80
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	263,32	418,11	524,49
Energía necesaria (kWh)	259,54	415,26	519,08
Diferencia (kWh)	3,78	2,85	5,41
	PRIMAVERA		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	308,64	441,53	537,97
Consumo directo (kWh)	217,77	231,43	236,32
Excedentes brutos (kWh)	90,87	210,09	301,65
Perdidas Roundtrip (kWh)	16,76	38,75	55,64
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	291,88	402,77	482,33
Energía necesaria (kWh)	241,10	385,76	482,20
Diferencia (kWh)	50,78	17,01	0,13
	OTOÑO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	258,65	438,38	523,78
Consumo directo (kWh)	186,41	199,86	205,28
Excedentes brutos (kWh)	72,25	238,52	318,49
Perdidas Roundtrip (kWh)	13,33	44,00	58,75
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	245,33	394,38	465,03
Energía necesaria (kWh)	233,47	373,56	466,95
Diferencia (kWh)	11,85	20,82	-1,92

Tabla 42.-Diferencia entre generación y consumo. Estimación final Bloque B123

Capítulo 9 ANEXOS
 ■ BLOQUE 4

		INVIERNO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	22,93	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	19,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	17,19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	16,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	16,06	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	16,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	19,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	24,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	22,62	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9:00:00	22,95	1,14	1,14	0,00	1,85	1,85	0,00	2,27	2,27	0,00
10:00:00	23,45	16,79	16,79	0,00	26,88	23,45	3,43	32,53	23,45	9,08
11:00:00	22,98	31,31	22,98	8,33	50,11	22,98	27,13	60,57	22,98	37,59
12:00:00	22,71	40,61	22,71	17,90	64,98	22,71	42,28	78,51	22,71	55,80
13:00:00	23,85	46,56	23,85	22,71	74,50	23,85	50,65	89,54	23,85	65,70
14:00:00	23,73	51,14	23,73	27,41	81,81	23,73	58,08	98,04	23,73	74,31
15:00:00	22,33	49,18	22,33	26,85	78,68	22,33	56,35	94,86	22,33	72,53
16:00:00	21,33	43,37	21,33	22,04	69,40	21,33	48,06	83,83	21,33	62,49
17:00:00	22,06	33,68	22,06	11,62	53,89	22,06	31,84	65,13	22,06	43,07
18:00:00	27,59	17,67	17,67	0,00	28,30	27,59	0,71	34,25	27,59	6,66
19:00:00	32,34	0,75	0,75	0,00	1,21	1,21	0,00	1,51	1,51	0,00
20:00:00	35,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	36,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	33,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	28,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		PRIMAVERA								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	21,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	18,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	16,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	15,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	15,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	15,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	17,79	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	21,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,17	2,64	2,64	0,00	3,85	3,85	0,00	4,91	4,91	0,00
9:00:00	21,34	14,08	14,08	0,00	21,08	21,08	0,00	26,38	21,34	5,04
10:00:00	22,20	25,72	22,20	3,51	38,62	22,20	16,42	48,28	22,20	26,07
11:00:00	22,38	35,19	22,38	12,82	52,95	22,38	30,57	66,15	22,38	43,77
12:00:00	22,92	36,95	22,92	14,03	55,91	22,92	32,99	69,84	22,92	46,92
13:00:00	24,47	39,56	24,47	15,10	60,94	24,47	36,48	75,57	24,47	51,10
14:00:00	23,98	39,16	23,98	15,18	60,52	23,98	36,54	74,92	23,98	50,94
15:00:00	21,68	38,22	21,68	16,53	58,20	21,68	36,52	72,57	21,68	50,88
16:00:00	20,33	33,58	20,33	13,25	50,54	20,33	30,20	63,14	20,33	42,81
17:00:00	20,75	26,23	20,75	5,48	39,42	20,75	18,67	49,27	20,75	28,52
18:00:00	21,15	17,11	17,11	0,00	25,66	21,15	4,51	32,10	21,15	10,95
19:00:00	26,01	6,81	6,81	0,00	10,16	10,16	0,00	12,75	12,75	0,00
20:00:00	29,86	0,25	0,25	0,00	0,32	0,32	0,00	0,46	0,46	0,00
21:00:00	34,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	31,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	26,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Capítulo 9 ANEXOS

		OTOÑO								
		ESCENARIO 50%			ESCENARIO 80%			ESCENARIO 100%		
	Consumo (KWh)	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes	Generación (kW) SALIDA TRAFOPERDIDAS 3%	Consumo directo	Excedentes
0:00:00	20,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1:00:00	17,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2:00:00	15,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3:00:00	15,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4:00:00	14,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5:00:00	15,25	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6:00:00	17,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7:00:00	21,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8:00:00	20,31	0,01	0,01	0,00	0,03	0,03	0,00	0,03	0,03	0,00
9:00:00	20,43	9,29	9,29	0,00	15,98	15,98	0,00	19,45	19,45	0,00
10:00:00	21,05	22,10	21,05	1,04	37,72	21,05	16,67	45,97	21,05	24,91
11:00:00	21,26	30,35	21,26	9,09	51,75	21,26	30,49	63,06	21,26	41,80
12:00:00	21,88	36,37	21,88	14,49	60,47	21,88	38,59	75,52	21,88	53,64
13:00:00	23,23	38,92	23,23	15,69	63,04	23,23	39,81	80,80	23,23	57,57
14:00:00	22,55	40,38	22,55	17,83	65,72	22,55	43,17	83,82	22,55	61,27
15:00:00	20,48	36,89	20,48	16,41	61,78	20,48	41,30	76,59	20,48	56,11
16:00:00	19,43	32,90	19,43	13,47	56,11	19,43	36,68	68,35	19,43	48,92
17:00:00	20,29	23,24	20,29	2,96	39,69	20,29	19,40	48,34	20,29	28,06
18:00:00	21,45	9,70	9,70	0,00	16,67	16,67	0,00	20,29	20,29	0,00
19:00:00	24,53	0,16	0,16	0,00	0,36	0,36	0,00	0,41	0,41	0,00
20:00:00	32,77	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21:00:00	32,84	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22:00:00	28,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23:00:00	24,49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

	INVIERNO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	332,20	531,60	641,04
Consumo directo (kWh)	195,33	213,08	213,81
Excedentes brutos (kWh)	136,87	318,52	427,23
Perdidas Roundtrip (kWh)	25,25	58,76	68,03
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	306,95	472,84	573,01
Energía necesaria (kWh)	286,27	458,03	572,54
Diferencia (kWh)	20,68	14,81	0,47
	PRIMAVERA		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	315,52	478,18	596,35
Consumo directo (kWh)	219,63	235,29	239,33
Excedentes brutos (kWh)	95,89	242,89	357,02
Perdidas Roundtrip (kWh)	17,69	44,81	65,86
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	297,83	433,38	530,49
Energía necesaria (kWh)	265,97	425,56	531,95
Diferencia (kWh)	31,86	7,82	-1,46
	OTOÑO		
	50%	80%	100%
TOTAL generación (kWh)	280,31	469,32	582,62
Consumo directo (kWh)	189,33	203,21	210,33
Excedentes brutos (kWh)	90,98	266,12	372,29
Perdidas Roundtrip (kWh)	16,78	49,09	68,67
Generación+ almacenamiento disponible para consumo (kWh)	263,52	420,23	513,94
Energía necesaria (kWh)	256,57	410,51	513,14
Diferencia (kWh)	6,96	9,72	0,81

Tabla 43.- Diferencia entre generación y consumo. Estimación final Bloque B4

Capítulo 9 ANEXOS

C. Equipos de la instalación por bloques

BLOQUE B123																				
ESCENARIO	PANELES FOTOVOLTAICOS				INVERSOR FOTOVOLTAICO				TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO (cos φ=0,86)						SISTEMA ALMACENAMIENTO					
	Potencia paneles (Wp)	Modelo	FABRICANTE	Numero de paneles	POTENCIA INVERSOR (Kw)	MODELO INVERSOR PV	FABRICANTE	Numero de Inversores	Potencia (kVA)	Modelo	Numero	Potencia (kVA)	Modelo	Numero	FABRICANTE	Capacidad Rack (kWh)	Modelo	FABRICANTE	Capacidad Total de almacenamiento (kWh)	
INVIERNO	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	228	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	2	125	TTZ125	1	160	TTZ160	0	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	162
	80%				384				2											324
	100%				475				3											486
PRIMAVERA	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	187	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	1	125	TTZ125	1	160	TTZ160	0	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	162
	80%				266				2											324
	100%				324				2											405
OTOÑO	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	198	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	1	125	TTZ125	1	160	TTZ160	0	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	162
	80%				368				2											324
	100%				437				3											405
BLOQUE B4																				
ESCENARIO	PANELES FOTOVOLTAICOS				INVERSOR FOTOVOLTAICO				TRANSFORMADOR DE AISLAMIENTO (cos φ=0,86)						SISTEMA ALMACENAMIENTO					
	Potencia paneles (Wp)	Modelo	FABRICANTE	Numero de paneles	POTENCIA INVERSOR (Kw)	MODELO INVERSOR PV	FABRICANTE	Numero de Inversores	Potencia (kVA)	Modelo	Numero	Potencia (kVA)	Modelo	Numero	FABRICANTE	Capacidad Rack (kWh)	Modelo	FABRICANTE	Capacidad Total de almacenamiento (kWh)	
INVIERNO	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	270	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	2	125	TTZ125	0	160	TTZ160	1	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	243
	80%				432				3											405
	100%				522				3											567
PRIMAVERA	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	192	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	1	125	TTZ125	0	160	TTZ160	1	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	243
	80%				288				2											405
	100%				360				2											486
OTOÑO	50%	330	JAP6(K)-72-330/3BB	JA SOLAR	216	50	TRIO-TM-50 .0-400	ABB	2	125	TTZ125	0	160	TTZ160	1	POLYLUX	81	E3-R081	SAMSUNG	243
	80%				368				2											405
	100%				486				3											486

ANEXO V. CATÁLOGO CARÁCTERÍSTICAS TÉCNICAS

A. Paneles solares



JA Solar Holdings Co., Ltd.

JA Solar Holdings Co., Ltd. is a world-leading manufacturer of high-performance photovoltaic products that convert sunlight into electricity for residential, commercial, and utility-scale power generation. The company was founded on May 18, 2005, and was publicly listed on NASDAQ on February 7, 2007. JA Solar is one of the world's largest producers of solar cells and modules. Its standard and high-efficiency product offerings are among the most powerful and cost-effective in the industry.

Address: Building No.8, Nuode Center, Automobile Museum East Road, Fengtai District, Beijing
 Tel: +86 (10) 63611888
 Fax: +86 (10) 63611999
 Email: sales@jasolar.com market@jasolar.com

Superior Warranty

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



www.jasolar.com

JA SOLAR

JAP6(K)

-72/310-330/4BB

F 40-35

MULTICRYSTALLINE SILICON MODULE

Key Features



JA 4BB design module reduce cell series resistance and stress between cell interconnectors improves module reliability and module conversion efficiency



High output, 16.99% highest conversion efficiency



Designed for DC IEC 1000V applications



Anti-reflective and anti-soiling surface reduces power loss from dirt and dust



Outstanding performance in low-light irradiance environments



Excellent mechanical load resistance: Certified to withstand high wind loads (2400Pa) and snow loads (5400Pa)



High salt and ammonia resistance certified by TÜV NORD

Reliable Quality

- Positive power tolerance: 0~+5W
- 100% EL double-inspection ensures modules are defects free
- Modules binned by current to improve system performance
- Potential Induced Degradation (PID) Resistant

Comprehensive Certificates

- IEC 61215, IEC 61730, UL1703, CEC Listed, MCS and CE
- ISO 9001: 2008: Quality management systems
- ISO 14001: 2004: Environmental management systems
- BS OHSAS 18001: 2007: Occupational health and safety management systems
- Environmental policy: The first solar company in China to complete Intertek's carbon footprint evaluation program and receive green leaf mark verification for our products



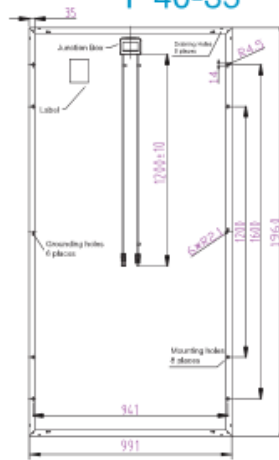
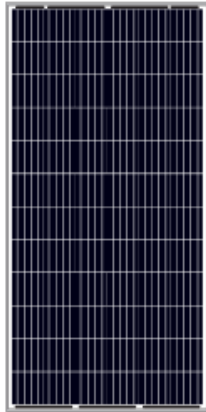
Specifications subject to technical changes and tests. JA Solar reserves the right of final interpretation.

JAP6(K)-72/310-330/4BB



Engineering Drawings

F 40-35



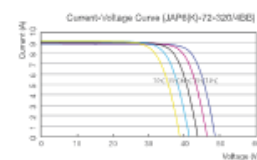
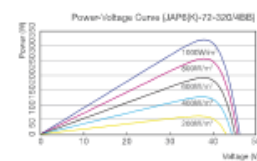
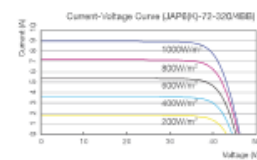
■ customized cable length available upon request

MECHANICAL PARAMETERS	
Cell (mm)	Poly 156.75x156.75
Weight (kg)	23 (approx)
Dimensions (LxWxH) (mm)	1960x991x40
Cable Cross Section Size (mm ²)	4
No. of Cells and Connections	72 (6x12)
Junction Box	IP67, 3 diodes
Connector	MC4 Compatible
Packaging Configuration	27 Per Pallet

WORKING CONDITIONS	
Maximum System Voltage	DC 1000V (IEC)
Operating Temperature	-40°C ~ 85°C
Maximum Series Fuse	15A
Maximum Static Load, Front (e.g., snow and wind)	5400Pa (112 lb/ft ²)
Maximum Static Load, Back (e.g., wind)	2400Pa (50 lb/ft ²)
NOCT	45±2°C
Application Class	Class A

ELECTRICAL PARAMETERS					
TYPE	JAP6(K)-72-310/4BB	JAP6(K)-72-315/4BB	JAP6(K)-72-320/4BB	JAP6(K)-72-325/4BB	JAP6(K)-72-330/4BB
Rated Maximum Power at STC (W)	310	315	320	325	330
Open Circuit Voltage (Voc/V)	45.56	45.85	46.12	46.38	46.40
Maximum Power Voltage (Vmp/V)	36.89	37.09	37.28	37.39	37.65
Short Circuit Current (Isc/A)	8.92	9.01	9.09	9.17	9.28
Maximum Power Current (Imp/A)	8.40	8.49	8.58	8.69	8.77
Module Efficiency [%]	15.96	16.22	16.48	16.73	16.99
Power Tolerance (W)	-0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc (αIsc)	+0.058%/°C				
Temperature Coefficient of Voc (βVoc)	-0.330%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax (γPmp)	-0.410%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m ² , Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5				

I-V CURVE



NOCT					
TYPE	JAP6(K)-72-310/4BB	JAP6(K)-72-315/4BB	JAP6(K)-72-320/4BB	JAP6(K)-72-325/4BB	JAP6(K)-72-330/4BB
Max Power (Pmax) [W]	225.06	228.69	232.32	235.95	239.58
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	41.63	41.84	42.04	42.24	42.41
Max Power Voltage (Vmp) [V]	33.87	34.00	34.19	34.37	34.58
Short Circuit Current (Isc) [A]	7.03	7.08	7.14	7.20	7.25
Max Power Current (Imp) [A]	6.65	6.73	6.80	6.87	6.93
Condition	Under Normal Operating Cell Temperature, Irradiance of 800 W/m ² , spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s				

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.

B. Inversores fotovoltaicos



SOLAR INVERTERS

ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480

50 to 60 kW



01

—
01 TRIO-TM-50.0/60.0
outdoor string inverter

This new addition to the TRIO family, with 3 independent MPPT and power ratings of up to 60 kW (480 V version), has been designed with the objective to maximize the ROI in large systems with all the advantages of a decentralized configuration for both rooftop and ground-mounted installations.

Modular design

The TRIO-TM-50.0/60.0 has a modular design to guarantee maximum flexibility, thanks to the different versions available.

The separate and configurable AC and DC compartments increase the ease of installation and maintenance with their ability to remain separately wired from the inverter module inside the system.

The TRIO comes with the most complete wiring box configurations available including up to 15 DC inputs with fast connectors, string protection fuses, AC and DC switches and type II AC and DC surge arresters.

Design flexibility

The double stage conversion topology offers the advantage of a wide input voltage range for maximum flexibility of system design.

The TRIO-TM comes with a forced air cooling system, used also in the previous TRIO products, designed for a simple and fast maintenance, allowing a maximum flexibility of plant design. The inverter comes with mounting supports for both horizontal and vertical installations, which allow for the best use of space available beneath the solar panels.

The TRIO-TM-50.0/60.0 is ABB's latest three-phase string solution for cost efficient large decentralized photovoltaic systems for both commercial and utility applications.

Ethernet, RS485) combined with a Sunspec compliant Modbus protocol (RTU/TCP) allow the inverter to be easily integrated with any third party monitoring and control systems.

Improved commissioning and maintenance

Thanks to the build-in Web User Interface (WUI) the installer can commission the inverter wirelessly and change advanced parameters by using any standard WLAN enabled device (smartphone, tablet or PC). Integrated logging capability allows remote monitoring of the plant without the need of any additional external loggers.

Remote firmware update of the inverter system and components via Aurora Vision*.

Highlights

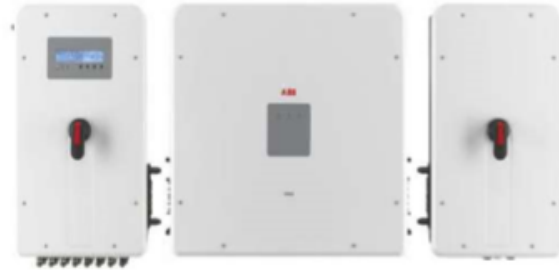
- Up to 3 independent MPPT
- Transformerless inverter
- Double stage topology for a wide input range
- Large set of specific grid codes available which can be selected directly in the field
- Separate AC and DC compartments are available in different configurations
- Both vertical and horizontal installation
- 2 available sizes, 50 and 60 kW with 400 and 480 Vac of output voltage, respectively
- Wireless access to embedded user interfaces
- Ethernet daisy chain enabled
- Modbus TPC/RTU Sunspec compliant
- Remote monitoring and firmware update via Aurora

ABB string inverters

TRIO-TM-50.0-400

TRIO-TM-60.0-480

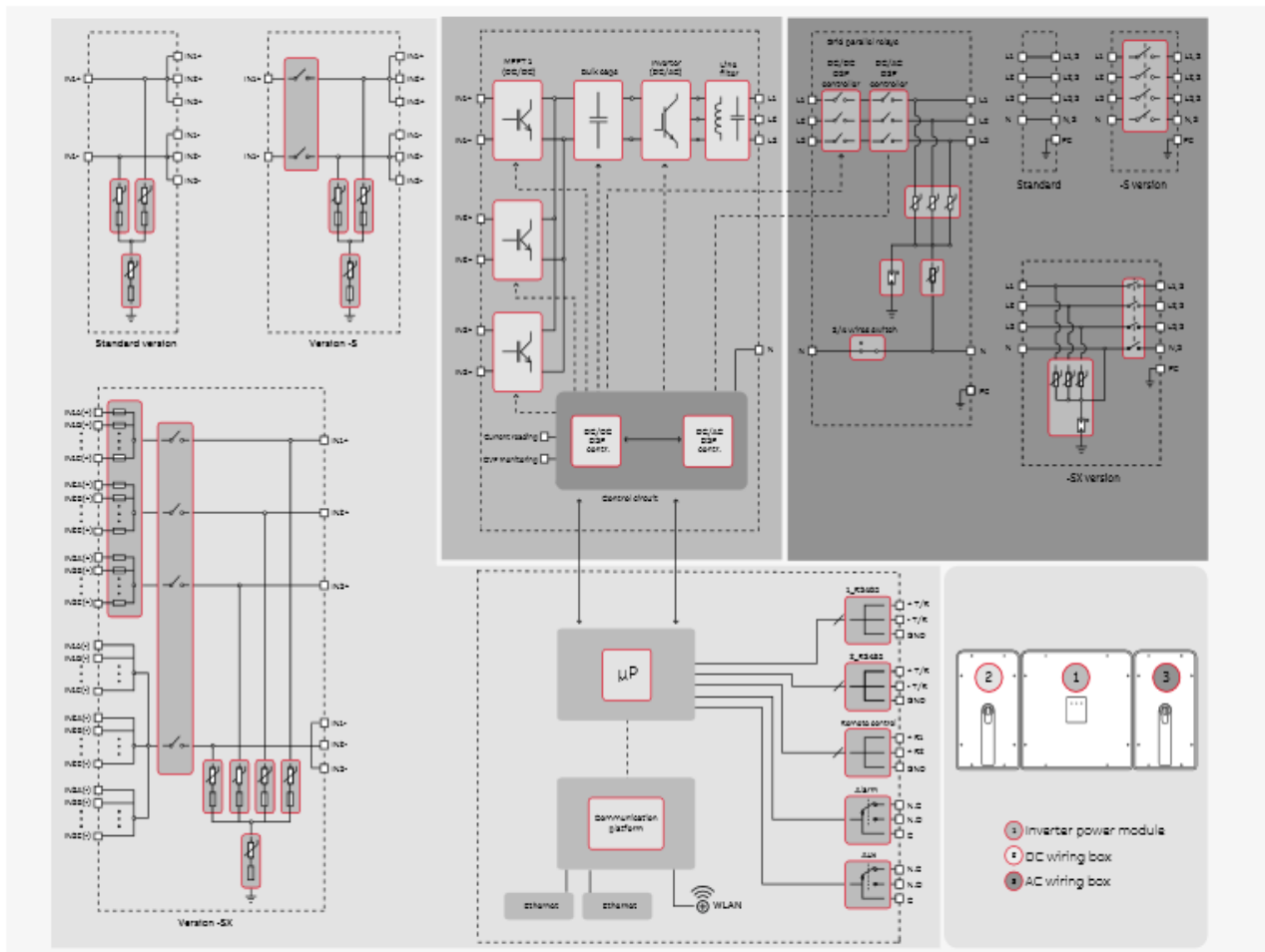
50 to 60 kW



Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
Input side		
Absolute maximum DC input voltage (V_{maxdc})	1000 V	
Start-up DC input voltage (V_{start})	420...700 V (Default 420 V)	420...700 V (Default 500 V)
Operating DC input voltage range ($V_{dcmin}...V_{dcmax}$)	0,7x V_{start} ...950 V (min 300 V)	0,7x V_{start} ...950 V (min 360 V)
Rated DC input voltage (V_{scr})	610 Vdc	720 Vdc
Rated DC input power (P_{scr})	52000 W	61800 W
Number of independent MPPT	3 (SX and SX2 version) / 1 (standard and S version)	
Number of MPPT in parallel mode	1	
Maximum DC input power for each MPPT ($P_{scr,max}$)	17500 W	21000 W
MPPT input DC voltage range ($V_{mpptmin}...V_{mpptmax}$) at P_{scr}	480-800 Vdc	570-800 Vdc
Maximum DC input current ($I_{scr,max}$) for each MPPT	36 A	
Maximum input short circuit current for each MPPT	55 A (165 A in case of parallel MPPT)	
Number of DC input pairs for each MPPT	5	
DC connection type	Screw terminal block (Standard and -S version) or PV quick fit connector ¹⁾ (-SX and SX2 version)	
Input protection		
Reverse polarity protection	Yes, from limited current source	
Input over voltage protection for each MPPT - varistor	Yes, 1 for each MPPT	
Input over voltage protection for each MPPT - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
Photovoltaic array isolation control	According to local standard	
DC switch rating for each MPPT (version with DC switch)	60 A / 1000 V for each MPPT (180 A in case of parallel MPPT)	
Fuse rating (version with fuses)	15 A / 1000 V	
Output side		
AC grid connection type	Three-phase (3W+PE or 4W+PE)	
Rated AC power (P_{scr} @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum AC output power ($P_{ac,max}$ @ $\cos\phi=1$)	50000 W	60000 W
Maximum apparent power (S_{max})	50000 VA	60000 VA
Rated AC grid voltage ($V_{ac,r}$)	400 V	480 V
AC voltage range	320...480 V ¹⁾	384...571 V ²⁾
Maximum AC output current ($I_{ac,max}$)	77 A	
Contributory fault current	92 A	
Rated output frequency (f_r)	50 Hz / 60 Hz	
Output frequency range ($f_{min}...f_{max}$)	47...53 Hz / 57...63 Hz ²⁾	
Nominal power factor and adjustable range	> 0.995; 0...1 inductive/capacitive with maximum S_{max}	
Total current harmonic distortion	<3%	
Maximum AC cable	95 mm ² copper only (150 mm ² copper/aluminum with TRIO-AC-WIRING-KIT)	
AC connection type	Screw terminal block, cable gland	
Output protection		
Anti-islanding protection	According to local standard	
Maximum external AC overcurrent protection	100 A	
Output overvoltage protection - varistor	Yes	
Output overvoltage protection - plug in modular surge arrester	Type 2 (option) with monitoring	
Operating performance		
Maximum efficiency (η_{max})	98.3%	98.5%
Weighted efficiency (EURO)	98.0% / -	98.0% / -
Communication		
Embedded communication interfaces	2x RS485, 2x Ethernet (RJ45), WLAN (IEEE802.11 b/g/n @ 2,4 GHz)	
Communication protocols	Modbus RTU / TCP (SunSpec compliant); Aurora Protocol	
Remote monitoring services	Standard level access to Aurora Vision monitoring portal	
Advanced features	Integrated Web User Interface; Display (option); Embedded logging and direct transferring of data to Cloud	
Environmental		
Ambient temperature range	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)	-25...+60°C (-13...140 °F) with derating above 45 °C (113 °F)
Relative humidity	4%... 100% condensing	
Sound pressure level, typical	75 dB(A) @1 m	
Maximum operating altitude	2000m / 6561ft	
Physical		
Environmental protection rating	IP65 (IP54 for cooling section)	
Cooling	Forced air	
Dimension (H x W x D)	725 mm x 1491 mm x 315 mm / 28.5" x 58.7" x 12.4"	
Weight	95 kg / 209 lbs overall, 66 kg / 145 lbs electronic compartment, 15 kg / 33 lbs AC wiring box (full optional), 14kg / 31 lbs DC wiring box (full optional)	

ABB TRIO-TM-50.0-400 / TRIO-TM-60.0-480 string inverter block diagram



Technical data and types

Type code	TRIO-TM-50.0-400	TRIO-TM-60.0-480
Safety	Transformerless	
Isolation level	CE	
Marking	IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2, EN 61000-6-2, EN 61000-6-3, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12	
Safety and EMC standard	CEI 0-21, CEI 0-16, DIN V VDE V 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, G59/3, EN 50438 (not for all national appendices), RD 1699, RD 413, RD 661, P.O. 12.3, AS 4777, BDEW, NRS-097-2-1, MEA, PEA, IEC 61727, IEC 60068, IEC 61683, VFR-2014, IEC 62116	
Grid standard (check your sales channel for availability)		
Available product variants	TRIO-TM-50.0-400-POWER MODULE	TRIO-TM-60.0-480-POWER MODULE
Inverter power variant		
DC wiring box options ⁴⁾		
Input connections with terminal blocks	DCWB-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-TRIO-TM-60.0-480
Input connections with terminal blocks + DC switch	DCWB-S-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-S-TRIO-TM-60.0-480
15 quick input connections + fuses (single pole) + DC switch ⁵⁾	DCWB-SX-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-SX-TRIO-TM-60.0-480
15 quick input connections + fuses (both poles) + DC switch ⁵⁾	DCWB-SX2-TRIO-TM-50.0-400	DCWB-SX2-TRIO-TM-60.0-480
AC wiring box options		
AC output connections with terminal blocks	ACWB-TRIO-TM-50.0	ACWB-TRIO-TM-60.0
AC output connections with terminal blocks + AC switch ⁶⁾	ACWB-SX-TRIO-TM-50.0	ACWB-SX-TRIO-TM-60.0
Optional available		
TRIO-GROUNDING-KIT	Available	Available
TRIO-AC-WIRING-KIT	Available	Available

²⁾ The AC voltage range may vary depending on specific country grid standards

³⁾ The Frequency range may vary depending on specific country grid standards

⁴⁾ Please refer to the document "String Inverters – Product manual appendix" available at www.abb.com/solarinverters for information on the quick-fit connector brand and model

⁴⁾ DCWB with displays is available as optional, with dedicated wiring box version

⁵⁾ Type 2 surge arresters available as optional, with dedicated wiring box version

Remark: Features not specifically listed in the present data sheet are not included in the product

C. Baterías

Samsung SDI | Energy Storage System 05

Why Samsung SDI

Samsung SDI optimizes battery systems with advanced cell technology.

Safety First

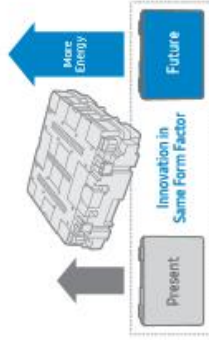


Multi-Layered Protection

Safety first is Samsung SDI priority. Prismatic cell has multi-layered protection at the cell level resulting in best-in-class safety. In addition, the aluminum exterior has excellent thermal conductivity and cooling performance, and it releases high temperature safely and efficiently from the inside to the outside.

Sustainable Design

Easy to upgrade Capacity without Design Change



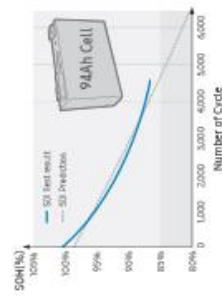
We are continuously innovating to increase the energy density while maintaining the same form factor and cell dimensions, thus facilitating future upgrades to higher capacity, higher energy density, ESS with no change to pack design.

Long Cycle Life

Industry Leading Cycle Life Performance

6,000 cycles
@ continuous 1C/1C, SOH 80%

Samsung SDI ESS leverages our manufacturing experience in IT and automotive battery cells resulting in superior and adaptive technology. Samsung SDI ESS is recognized as the industry leader in the market, providing our customers with the safest and long-lasting batteries.



*Note: SOH condition could be different depending on the load profile.

Accurate Lifetime Simulation



Samsung SDI offers optimal battery solution with its superior lifetime prediction technology. We design and propose a battery system with analyzing the various parameter such as purpose, operation period and installation environment.

Battery Platform for Utility & Commercial ESS

Optimized Battery Platforms Based on High-Density Design Technology

- Solar & Wind Farm
- Grid (Substation)
- Building, Factory



Standard Platform

Energy Platform NEW

Over 2 hours

- Energy density has increased more than 18% with upgrades to Samsung SDI's new advanced cell
- Higher density enables better footprint and installation cost savings



Item	Module	Rack
Model	E3-R090	E3-R108
Cell Capacity	111	111
Ah	81	99
Energy	50	71
kWh	714-913	845-1096
Operating Voltage	V	684-822
Dimension (W x D x H)	mm	442 x 702 x 2,124
Weight	kg	550
		670
		730

©2018 Samsung SDI

Medium Platform

1+hour up to 45 minutes

- Unique Platform in the ESS Industry with Mid-range Capabilities
- Optimized Solution for around One hour of Grid Service
- The Highest Lifetime Performance in a Continuous Charge/Discharge for 1 hour



Item	Module	Rack
Model	M2-R076	M2-R084
Cell Capacity	94	94
Ah	76	84
Energy	70.4-91.5	774-1,004
kWh	68	84
Operating Voltage	V	654-822
Dimension (W x D x H)	mm	442 x 702 x 2,124
Weight	kg	550
		670
		730

Power Platform

30 minutes up to 20 minutes

- High Power Platform Optimized for Less than 30 minutes of Use
- Optimized Solution for Power Applications such as F/R, Railway, Ship, etc.



Item	Module	Rack
Model	P5-R053	P5-R070
Cell Capacity	78	78
Ah	63	70
Energy	68.2-90.2	710-992
kWh	614-812	818-1,082
Operating Voltage	V	642-802
Dimension (W x D x H)	mm	442 x 702 x 2,124
Weight	kg	550
		670
		730

D. Transformador de aislamiento TTZ125

1. Transformadores de aislamiento trifásico

SERIE TT > TTZ125



Ventajas

Transformador tipo seco.

Todos los transformadores están tropicalizados con barniz anti-flash:

Protección contra ambientes corrosivos.

Aumento del aislamiento eléctrico.

Alto poder de compactación.

Reducción del nivel de ruido.

Aumento de la vida útil del producto.

Pernos de elevación para todas las potencias.

Protección IP54/65 caja sellada para exteriores.

Prensaestopas y silent-blocks incluidos.

Posibilidad de fabricación a medida si las especificaciones estándar no son las requeridas.

Características técnicas

Potencia	125 kVA
T.Entrada	400 V
T.Salida	400 V
Frecuencia	50/60 Hz
Grupo de conexión	Yyn0
Grado de protección	IP-54/65
Refrigeración	ANAN
Temperatura ambiente	30 C
Incremento de temperatura	Clase H
Aislantes	Clase H - 180 aC
Bobinado	Clase HC - 220 aC
Tensión de prueba	3 kV (1 min, 50 Hz)
Normas	IEC/EN/UNE-EN 80076, CE
Peso	694 Kg
Dimensiones	1017x740x1466x680x472 mm 17Ø

Aplicaciones

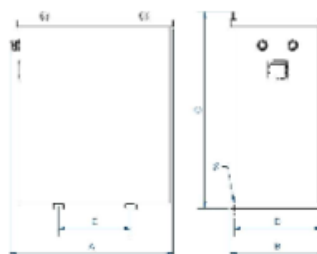
Los transformadores TT son utilizados para el aislamiento galvánico de instalaciones trifásicas por motivos de seguridad.

También son utilizados en la generación de neutros referenciados a tierra en instalaciones monofásicas de elevada potencia.

En instalaciones donde pueda haber pequeños picos de tensión o ruido eléctrico, los transformadores TT ayudan a mejorar la calidad de la señal que alimenta a las cargas.

Por otro lado en instalaciones donde pueda haber varias fugas a tierra, los transformadores TT aseguran el suministro evitando el disparo del interruptor diferencial general.

En instalaciones exteriores donde las condiciones climatológicas son adversas, la versión TTZ con envoltorio exterior IP-54 ofrece una solución óptima.



Dimensiones: A x B x C x D x E mm diámetro

+ Info www.polylux.com

Productos equivalentes

E. Transformador de aislamiento TTZ160

1. Transformadores de aislamiento trifásico

SERIE TT > TTZ160



Características técnicas

Potencia	160 kVA
T.Entrada	400 V
T.Salida	400 V
Frecuencia	50/60 Hz
Grupo de conexión	Yyn0
Grado de protección	IP-54/65
Refrigeración	ANAN
Temperatura ambiente	30 C
Incremento de temperatura	Clase H
Aislantes	Clase H - 180 aC
Bobinado	Clase HC - 220 aC
Tensión de prueba	3 kV (1 min, 50 Hz)
Normas	IEC/EN/UNE-EN 60076, CE
Peso	892 Kg
Dimensiones	1349x810x1817x730xØ90 mm 17Ø

Ventajas

Transformador tipo seco.

Todos los transformadores están tropicalizados con barniz anti-flash:

Protección contra ambientes corrosivos.

Aumento del aislamiento eléctrico.

Alto poder de compactación.

Reducción del nivel de ruido.

Aumento de la vida útil del producto.

Pernos de elevación para todas las potencias.

Protección IP54/65 caja sellada para exteriores.

Prensaestopas y silent-blocks incluidos.

Posibilidad de fabricación a medida si las especificaciones estándar no son las requeridas.

Aplicaciones

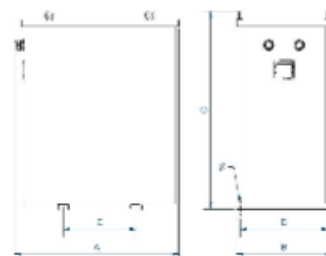
Los transformadores TT son utilizados para el aislamiento galvánico de instalaciones trifásicas por motivos de seguridad.

También son utilizados en la generación de neutros referenciados a tierra en instalaciones monofásicas de elevada potencia.

En instalaciones donde pueda haber pequeños picos de tensión o ruido eléctrico, los transformadores TT ayudan a mejorar la calidad de la señal que alimenta a las cargas.

Por otro lado en instalaciones donde pueda haber varias fugas a tierra, los transformadores TT aseguran el suministro evitando el disparo del interruptor diferencial general.

En instalaciones exteriores donde las condiciones climatológicas son adversas, la versión TTZ con envoltorio exterior IP-54 ofrece una solución óptima.



Dimensiones: A x B x C x D x E mm diámetro

+ Info www.polylux.com

Productos equivalentes

ANEXO VI. EJEMPLO DETALLE COSTES DE INVERSIÓN

CAPEX	
MES BASE	FEBRERO
ESCENARIO	50
	POT. PICO INSTALACIÓN (kWp)
	326
	CAPACIDAD TOTAL ALMACENAMIENTO (kWh)
	729

	PRODUCTO	MODELO/DESCRIPCION	UD.	CANTIDAD	P/U	TOTAL (€)
EQUIPOS ELÉCTRICOS	Panel fotovoltaico	JAP6(K)-72-330/3BB	€/Wp	326	0,65	211900
	Inversor Fotovoltaico	TRIO-TM-50 .0-400	Ud.	5	3525,80	17629
	Banco baterías	SAMSUNG E3-R081	€/kWh	729	214,00	156006
	Inversor-Cargador	Inversor genérico	€/Kwh	729	74,00	53946
	Transformafor de aislamiento	POLYLUX TTZ125	Ud.	3	3957,85	11873,55
	Transformafor de aislamiento	POLYLUX TTZ160	Ud.	1	6267,95	6267,95
INSTALACIÓN ELÉCTRICA	Costes instalación PV	-	€/Wp	326	0,14	45640
	BOS estructural PV	-	€/Wp	326	0,15	48900
	Costes instalación Storage	-	€/Kwh	729	60	43740
	EXTRAS	-		-		10000
					TOTAL (€)	605902,5
					IVA	21%
						733142,025 €