



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RED DE BAJA TENSIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE SOLAR FOTOVOLTAICA.

Autor: Laura Cansado Romera

Director: Pablo Frías Marín

Co-Director: Francisco Javier Ponce Cintas

Madrid

Julio de 2019







## **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 D. **Laura Cansado Romera**

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **ANÁLISIS TÉCNICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RED DE BAJA TENSIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE SOLAR FOTOVOLTAICA**, 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) Reproducir la 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 ..15... de .....Julio..... de ..2019

**ACEPTA**

Fdo.....

*Causado*

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título ANÁLISIS TÉCNICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RED DE BAJA TENSIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE SOLAR FOTOVOLTAICA.

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2018/2019 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.: Laura Cansado Romera

Fecha: 15/07/2019



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Pablo Frias Marin

Fecha: 15/07/2019

EL CO-DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Francisco Javier Ponce Cintas

Fecha: 15/07/2019





**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

# GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO

## ANÁLISIS TÉCNICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RED DE BAJA TENSIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE SOLAR FOTOVOLTAICA.

Autor: Laura Cansado Romera

Director: Pablo Frías Marín

Co-Director: Francisco Javier Ponce Cintas

Madrid

Julio de 2019



# ANÁLISIS TÉCNICO DE UN SISTEMA INTEGRADO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RED DE BAJA TENSIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE GENERACIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE SOLAR FOTOVOLTAICA.

**Autor: Cansado Romera, Laura.**

Director: Frías Marín, Pablo.

Co-director: Ponce Cintas, Francisco Javier.

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

## RESUMEN DEL PROYECTO

Debido al continuo agotamiento de los recursos de combustible primario fósil y a la preocupación por la contaminación ambiental, se ha acelerado el desarrollo de la generación de energías renovables a nivel mundial en las últimas décadas. Sin embargo, la naturaleza intermitente y fluctuante de las fuentes de energías renovables hace que la integración en los sistemas eléctricos no sea tarea fácil.

Los sistemas de generación solar fotovoltaica son uno de los tipos de fuentes de energía renovable que más crecimiento está teniendo, siendo su integración en los sistemas de distribución compleja entre otras causas, por la amplia dispersión geográfica. En este sentido, se puede anticipar que el futuro a medio plazo de la tecnología fotovoltaica va a depender en gran medida de la mejora en las prestaciones de integración en la red de distribución.

En este sentido, este estudio analiza, mediante simulaciones de distintos niveles de penetración de energía fotovoltaica, los efectos que provoca la energía fotovoltaica en la red a través de dos escenarios alternativos, i.e. el primero considerando diversos niveles de penetración de energía solar en el sistema y el segundo considerando un sistema adicional de baterías de capacidad variable tanto en disposición centralizada como descentralizada. Para cada caso particular se estudian las pérdidas, la variación en el perfil de tensiones así como el número de nudos con sobretensión, con subtensión y el nivel de tensiones máximas y mínimas en la red.

El estudio toma como referencia una red de baja tensión, localizada en Albacete, de estructura radial y compuesta por 1165 nudos y 1180 líneas. A partir de los datos de partida, se llevan a cabo numerosas simulaciones cuyo fin principal es determinar la cuantificación del impacto de la penetración de energía solar fotovoltaica en la red sobre las pérdidas y la variación del perfil de tensiones. Todas las simulaciones se realizan mediante MATPOWER.

Los tipos de simulaciones se pueden agrupar en tres grupos: validación del caso, análisis del impacto de FV y análisis del impacto de las baterías.

Tanto el análisis de las pérdidas óhmicas en la red como el de la variación del perfil de tensiones se establecen en función de parámetros fijos, como las características de la red de referencia o el perfil de demanda establecido y en función de un único parámetro variable, el grado de penetración de FV. El grado de penetración de FV se modela mediante el parámetro  $k$ , donde  $k$  indica el número de metros cuadrados de placas solares instalados en cada punto de suministro de la red eléctrica.

Como resultado del cálculo, en la gráfica de pérdidas óhmicas como función del factor de penetración, se puede observar que las pérdidas disminuyen inicialmente para valores bajos de  $k$ . Esta disminución se debe al creciente autoabastecimiento de potencia debido a las placas solares instaladas. Los consumidores pueden abastecerse parcial e incluso totalmente a través de los sistemas FV, lo que implica que se requiera menos potencia de la red y menores pérdidas al haber menos flujo de potencia circulando por la red.

Después de esta disminución, se llega a un punto en el que las pérdidas empiezan a aumentar a medida que aumenta la penetración de FV. Este aumento se produce porque para unos niveles determinados de penetración, la potencia generada por las placas solares es mayor que la potencia demandada y la potencia sobrante de la generación FV, es inyectada a la red. Según aumenta la penetración, la potencia exportada a la red aumenta y consecuentemente las pérdidas también aumentan.

Con estos resultados se puede verificar que para un nivel determinado de penetración de FV, las pérdidas se pueden minimizar. En este caso, ese nivel se alcanza en  $2 \text{ m}^2$  de panel solar por cada punto de suministro.

Adicionalmente, se han estudiado otros aspectos como la variación del número de líneas con sobrecarga en función de  $k$ , la relación entre el perfil de consumo y las pérdidas, la variación de la generación solar en función de  $k$ , etc.

El análisis del comportamiento del perfil de tensión en la red se considera de gran relevancia ya que la inestabilidad de las tensiones en la red es una de las principales amenazas para la seguridad de operación de los sistemas eléctricos y con la conexión de energía solar fotovoltaica, la estabilidad de la tensión de la red puede resultar seriamente afectada.

En sistemas radiales, como es el caso de la red de estudio, el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente desde el centro de transformación hasta los consumidores. Esta caída de tensión se debe a la tensión que cae en las impedancias de las líneas hasta llegar a los nudos finales.

Con la incorporación de sistemas FV en la red, las tensiones de los nudos aumentan conforme aumenta la penetración de FV. Este aumento de tensión se debe a la inyección de potencia en la red y a la debilidad de las redes de distribución (baja relación  $X/R$ ). Cuando se inyecta potencia en la red, el sentido de la intensidad por las redes se invierte. De esta forma, la caída de tensión en las líneas se suma a la tensión del generador principal, aumentando así la tensión en los nudos finales. Cuanto mayor sea la potencia inyectada en la red, mayor será la intensidad que atraviese las líneas, mayor será la caída de tensión en las líneas y por tanto mayor será la tensión de los nudos.

Por otro lado, la baja relación entre la impedancia y la resistencia de la línea ( $X/R$ ) que presentan las líneas de la red de trabajo, hace que la tensión dependa de los flujos de potencia activa en su mayor parte. Este hecho hace que la potencia reactiva tenga menor influencia en la regulación de tensión y por tanto las sobretensiones no puedan ser evitadas a la hora de inyectar potencia activa a la red a través de las placas fotovoltaicas.

Teniendo en cuenta los problemas que surgen con la penetración de FV en la red, se considera en la segunda parte del estudio, la instalación de un sistema de baterías como posible solución a los problemas descritos anteriormente. Finalmente se evalúa el comportamiento y efectos de un sistema centralizado y de uno descentralizado de baterías.

Para el estudio de la instalación de baterías en la red, se considera la variable  $k$ , fija e igual a 2 para todos los casos. El trabajo durante esta fase del estudio consiste en el análisis de las pérdidas anuales de energía y variación del perfil de tensiones en la red en tres días característicos del año. Se consideran como días característicos los días representativos de las condiciones extremas a las que puede estar sometida la instalación. Estos días son, el día que contiene la hora de consumo máximo (06/02/18), el día que contiene la hora de consumo mínimo (03/06/18) y un día de consumo medio (24/08/18). Para cada día elegido, se estudian 4 escenarios diferentes en función de la capacidad de la batería instalada. Se evalúa así cuál es la mejor opción entre la instalación de baterías en sistema descentralizado o centralizado y cuál es la capacidad óptima de batería a instalar en el sistema para cada día. La variable que representa la capacidad de baterías en este estudio es la variable  $v$ . Las baterías se encuentran en proceso de carga cuando el consumo es menor que la generación FV y en proceso de descarga cuando el consumo es mayor que la generación FV.

De nuestro estudio se puede concluir que con la instalación de baterías y para todos los niveles de capacidad, siempre existe mejora en la operativa de la red. Para los tres casos analizados e instalación de baterías descentralizadas, las pérdidas por la red disminuyen, el número de nudos con sobretensión y con subtensión también disminuyen y el número de líneas con sobrecarga en la red también es menor. Esto es debido fundamentalmente a que las baterías absorben parte de la energía excedente solar reduciendo de esta forma los flujos de potencia por la red y con ello reduciendo las sobretensiones y las pérdidas. Además, en las horas de descarga, aunque no hay generación FV, los consumidores se abastecen de la potencia almacenada en las baterías reduciendo de esta forma también los flujos de potencia por la red con la consecuente reducción de sobretensiones y de pérdidas.

Sin duda, el comportamiento más complejo del sistema se produce durante la fase de carga de baterías ya que el tamaño de la batería instalada interfiere directamente con el balance entre la demanda del sistema y la generación solar disponible. En relación con esto, nuestro análisis muestra los siguientes resultados:

- a) Hasta un capacidad  $v=1$  kWh, las pérdidas disminuyen en función del aumento de  $v$  ya que disminuye la cantidad de potencia inyectada a la red.
- b) Sin embargo para capacidades de baterías más elevadas, por ejemplo para  $v=10$  kWh, las pérdidas aumentan al no haber potencia solar disponible y necesitar flujo de red para cargar las baterías.

El estudio del sistema centralizado demuestra que los problemas originales causados por la conexión de FV sin baterías no cambian sustancialmente. Esto se debe a que los flujos de potencia por la red no varían, independientemente de si la potencia se dirige a la batería central o a la red, de forma que ni las pérdidas ni las sobretensiones disminuyen.

Se puede concluir que con la integración de energía FV se puede contribuir a reducir las pérdidas en las redes de distribución hasta un cierto nivel de penetración. Sin embargo para niveles altos de penetración, esta situación se invierte de forma que las pérdidas y sobretensiones aumentan. Para la red de estudio, el nivel óptimo de penetración es  $k=2$ .

Respecto a la instalación de baterías, la mejor opción a nivel técnico que resulta del estudio es la implantación de un sistema descentralizado de baterías con una capacidad para cada batería de  $v=10$  kWh. Para esta capacidad de baterías se demuestra que se minimizan las pérdidas óhmicas en la red así como disminuyen el número de nudos con sobretensión o subtensión en los tres días representativos elegidos.

# TECHNICAL ANALYSIS OF AN INTEGRATED SYSTEM OF ENERGY STORAGE IN LOW VOLTAGE NETWORK FOR THE OPTIMIZATION OF GENERATION OF RENEWABLE SOLAR PHOTOVOLTAIC ENERGY.

**Author: Cansado Romera, Laura.**

Director: Frías Marín, Pablo.

Co-director: Ponce Cintas, Francisco Javier.

Collaborating entity: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

## PROJECT SUMMARY

Due to the continuous depletion of primary fuel resources and the worldwide concern about environmental pollution, the development of renewable energy generation has accelerated in recent decades. However, the intermittent and fluctuating nature of renewable energy sources makes integration not an easy task.

Photovoltaic solar generation systems is one of the types of renewable energy that are growing the most, being its integration complex among other causes, due to the wide geographic dispersion. In this sense, it can be anticipated that the medium-term future of photovoltaic technology will depend on the progress made in the integration to the existing distribution network.

In this sense, this analysis develops, through simulations of different levels of penetration of photovoltaic energy, the effect that photovoltaic energy causes in the network through two alternative scenarios, i.e. the first considering different levels of penetration of solar energy in the system and the second considering an additional set of variable capacity batteries, both in a centralized and decentralized arrangement. For each particular case, losses, voltage variations as well as the number of nodes with overvoltage, undervoltage and the level of maximum and minimum voltage in the network, are studied.

The study takes as reference a low voltage network, located in Albacete, with a radial structure and composed of 1165 nodes and 1180 lines. The reference network is a low voltage network, located in Albacete, with radial structure and is composed of 1165 nodes and 1180 lines. In order to carry out the analysis, a variety of scenarios have been simulated using MATPOWER software. MATPOWER is a package of MATLAB M-files for solving power flow and optimal power flow problems. The different types of simulations can be grouped in three categories: case validation, PV impact assessment and energy storage systems dynamic analysis.

Both the analysis of ohmic losses in the network and the variation of the voltage profile are analysed only as a function of one parameter, the degree of PV penetration while maintaining all other parameters constant, such as network design characteristics or demand profile. The degree of PV penetration is modelled by the parameter  $k$ , where  $k$

indicates the number of square meters of solar panels installed in each node of the network.

As a result of the calculation, it can be observed that when representing ohmic losses as a function of the penetration factor, losses initially decrease for low values of  $k$ . This decrease is due to the increasing self-supply of power due to the installed solar panels, i.e. consumers can be partially or even totally supplied by PV systems, which means that less power is required from the network and losses are therefore significantly reduced.

After this decrease, a point is reached where losses begin to increase as PV penetration increases. This increase mainly occurs because for certain levels of penetration, the power generated by the solar panels is greater than the power demanded and the remaining power of the PV generation is injected into the network. As penetration increases, the power exported to the network increases and consequently losses also increase.

With these results it can be said that for a certain level of PV penetration losses can be minimized. In this case, that level coincides with  $k = 2$ .

Additionally, in this section other aspects have been studied as a function of  $k$ , such as number of lines with overload, the relationship between the consumption profile and losses, the variation of solar generation in terms of  $k$ , etc.

The analysis of the behaviour of the voltage profile in the network is considered of great relevance since the instability of the voltages in the network is one of the main threats for the safety of operation of the electrical systems. With the connection of photovoltaic solar energy the stability of the network voltage can be seriously affected.

In systems with radial structure, as in the case of the study network, the voltage profile shows a decreasing monotonic behaviour from the transformation centre to the consumers. This voltage drop is due to the voltage that falls on the impedances of the lines until reaching the final nodes.

With the incorporation of PV systems in the network, voltages of the nodes increase as the penetration of PV increases. This increase in voltage is due to the injection of power in the network and the weakness of the distribution networks (low  $X / R$  ratio). When power is injected into the network, the direction of current across the networks is reversed. In this way, the voltage drop in the lines is added to the voltage of the main generator, thus increasing the tension in the final nodes. The greater the power injected into the network, the greater the current that crosses the lines, the greater the voltage drop in the lines and therefore the higher the tension of the nodes.

On the other hand, the low relation between the impedance and the resistance of the line ( $X / R$ ) presented by the lines of the network, results in active power regulation needed. This fact means that the reactive power has little influence on the voltage regulation and therefore the overvoltages cannot be avoided when injecting active power into the network through the photovoltaic panels.

Taking into account the problems that arise with the penetration of PV in the network, the installation of a battery system in the network has been considered as a possible solution to the problems described above. The effects of a centralized and decentralized battery system are also evaluated.

In order to study the installation of batteries in the network, the factor  $k$ , fixed and equal to 2, is considered for all cases. Similarly to the analysis in the first part of the study, we analyse energy losses and variation of the tension profile in the network during three characteristic days of the year. The representative days of the extreme conditions to which the installation may be subjected have been considered characteristic days. These days are, the day that contains the maximum consumption time (06/02/18), the day that contains the minimum consumption time (03/06/18) and a day of average consumption (08/24/18). For each chosen day, 4 different scenarios are studied depending on the capacity of the battery to be installed. Consequently, two separate analyses are performed, i.e. the best alternative between installing batteries in a decentralized or centralized system but also which is the optimum battery capacity to be installed in the system. The variable that represents the capacity of batteries in this study is the variable  $v$ . The batteries are in charge when the consumption is lower than the PV generation and in the discharge process when the consumption is higher than the PV generation. Finally,

From our study it can be concluded that with the installation of batteries and at all levels of capacity, there is always improvement in the operation of the network. For the three cases analysed and installation of decentralized batteries, network losses decrease, the number of overvoltage and undervoltage nodes also decrease and the number of lines with overload in the network is also lower. This is due to the fact that the batteries absorb part of the surplus solar energy, thus reducing the power flows through the network and thereby reducing surges and losses. Furthermore, in the hours of discharge, although there is no PV generation, consumers are supplied with the power stored in the batteries, thus reducing the power flows through the network with the consequent reduction of surges and losses in the network.

Undoubtedly, the most complex behaviour of the system occurs during the battery charging phase since the size of the installed battery directly interferes with the balance between the demand of the system and the available solar generation. In relation to this, our analysis shows the following results:

- a) Up to a capacity  $v = 1$  kWh, losses decrease as a function of the increase in  $v$  as the amount of power injected into the network decreases.
- b) However, for higher capacity battery, for example for  $v = 10$  kWh, losses increase due to the lack of available solar power and the need for network flow to charge the batteries.

The study of the centralized system shows that the original problems caused by the connection of PV in the network do not change substantially. This is because the power flows through the network do not vary, regardless of whether the power goes to the central battery or to the network, it will have to do practically the same route so that neither the losses nor the surges decrease.

It can be concluded that with the integration of PV energy, it is possible to contribute to reducing losses in distribution networks up to a certain level of penetration. However for high levels of penetration, this situation is reversed so that losses and surges increase. For the study network, the optimal penetration level is  $k = 2$ .

Regarding the installation of batteries, the best technical option that results from the study is the implementation of a decentralized battery system with a capacity for each battery

of  $v = 10$  kWh. For this battery capacity it is demonstrated that the ohmic losses in the network and the number of nodes with overvoltage or undervoltage are minimized in the three representative days chosen.

# Índice

1	Nomenclatura.....	20
2	Introducción .....	22
2.1	Energías renovables en el Sistema eléctrico español .....	22
2.2	Integración de renovables.....	26
2.3	Sistemas de almacenamiento de energía .....	33
2.4	Objetivos .....	37
2.5	Alcance del estudio .....	38
2.6	Descripción del problema .....	39
3	Metodología .....	46
3.1	Fuentes de datos .....	46
3.2	Herramientas utilizadas .....	52
4	Análisis de la integración de FV en redes de distribución.....	60
4.1	Análisis del comportamiento de las pérdidas óhmicas en la red.....	60
4.2	Análisis del comportamiento del perfil de tensión en la red .....	64
5	Análisis de la instalación de baterías en la red .....	70
5.1	Introducción .....	70
5.2	Análisis de escenarios y proceso de cálculo.....	72
5.3	Sistema de baterías descentralizado.....	74
5.4	Sistema de baterías centralizado .....	85
6	Conclusiones.....	90
7	Referencias.....	94
8	Anexos.....	96
8.1	Anexo 1 PVGIS Datos radiación.....	96
8.2	Anexo 2. Ajuste de datos de generación solar .....	98
8.3	Anexo 3. Capas utilizadas en el programa QGIS. ....	98
8.4	Anexo 4. Datos a introducir en MATPOWER para definir una red.....	99



# 1 Nomenclatura

$S_i$ : Potencia aparente calculada en el nudo  $i$

$P_i$ : Potencia activa calculada en el nudo  $i$

$Q_i$ : Potencia reactiva calculada en el nudo  $i$

$P_{e_i}$ : Potencia activa especificada en el nudo  $i$

$Q_{e_i}$ : Potencia reactiva especificada en el nudo  $i$

$V_i$ : Tensión en el nudo  $i$

$I_i$ : Intensidad inyectada desde el nudo en la red

$G_{ij}$ : Componente real de la matriz de admitancias,  $Y_{bus}$

$B_{ij}$ : Componente imaginaria de la matriz de admitancias,  $Y_{bus}$ .

$\theta_{ij}$ : Diferencia entre el ángulo del nudo  $i$  y el nudo  $j$ .



## 2 Introducción

El creciente desarrollo de energías renovables a nivel mundial y el interés por su incorporación a los sistemas eléctricos tradicionales, supone grandes retos y desafíos para la operación del sistema eléctrico.

Este proyecto se centra en la dinámica de operación del recurso solar fotovoltaico que ofrece evidentes ventajas frente a otras formas de generación de electricidad y es un factor fundamental en la prevención de los probables impactos futuros del cambio climático [1]. Entre estas ventajas cabe destacar una mayor eficiencia en la generación de electricidad, un mínimo impacto ambiental y la posesión de una fuente inagotable de energía a través de la luz del Sol.

A pesar de la viabilidad económica de la generación solar en muchas aplicaciones, el potencial de desarrollo futuro puede estar limitado por ciertas barreras a la penetración en redes existentes [2]. Es más, los costes y dificultades de integración de la energía renovable en los sistemas eléctricos existentes dependerán cada vez más, del porcentaje que represente la energía renovable así como de la disponibilidad y las características de dichos recursos energéticos. En este sentido, el análisis central de este estudio desarrolla, mediante simulaciones de distintos niveles de penetración de energía fotovoltaica, diversos escenarios de operación para analizar los efectos de la integración de energía solar en una red existente. En la segunda parte del estudio y con el fin de optimizar el sistema completo, se simula el funcionamiento conjunto con un sistema de baterías de capacidad variable tanto en disposición centralizada como descentralizada para concluir sobre las mejoras resultantes.

### 2.1 Energías renovables en el Sistema eléctrico español

La generación de energía eléctrica en España a través de energías renovables representó más del 40% de la producción anual de energía en el 2018 frente al 33,7% del 2017, favorecidas principalmente por el incremento de la producción hidráulica de un 84,8% respecto al 2017. Es también importante resaltar el carácter intermitente de la producción renovable como pone de manifiesto que en algún caso se alcancen valores de cobertura superiores al 80% o inferiores al 20%.

En relación con la potencia eléctrica instalada peninsular el parque generador descendió en el 2018 por tercer año consecutivo, con aumentos de potencia solo en sector eólico en torno al 1,5% y sin variaciones significativas en el resto de tecnologías.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Datos en esta sección obtenidos de REE [3].

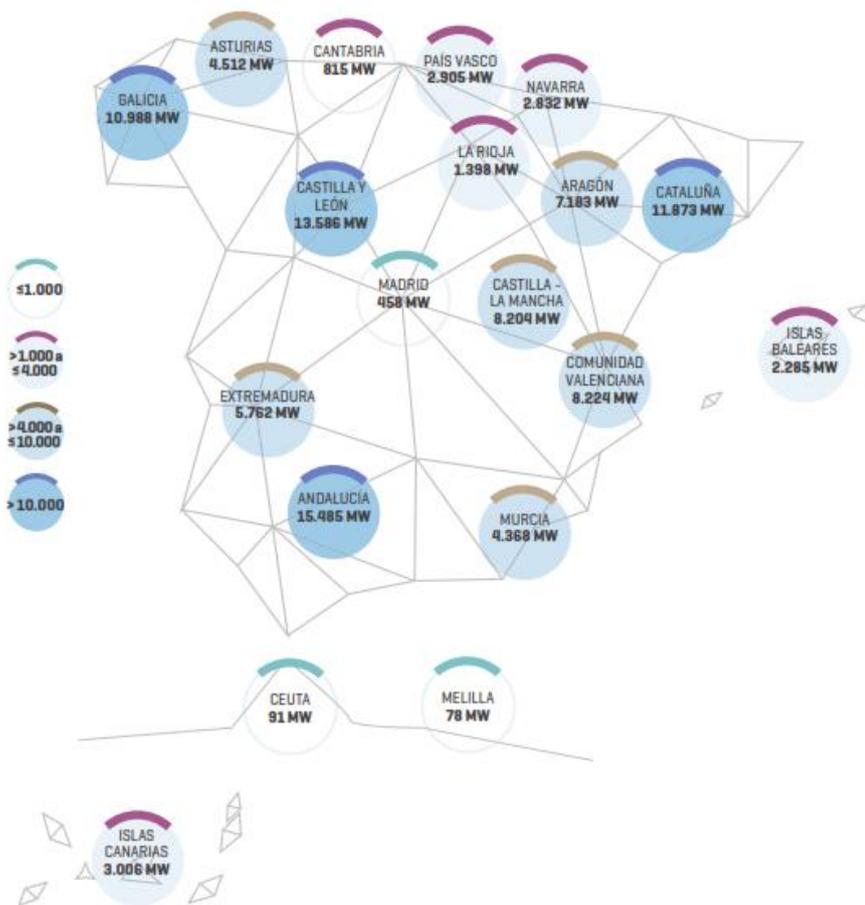


Figura 1. Potencia instalada por comunidades autónomas en 2018(MW). REE

En 2018 las energías renovables representaron el 48,5 % de la potencia instalada en el conjunto del parque generador, cifra que alcanza un máximo histórico y que resulta del decidido apoyo del Ministerio a la generación renovable desde 2007.

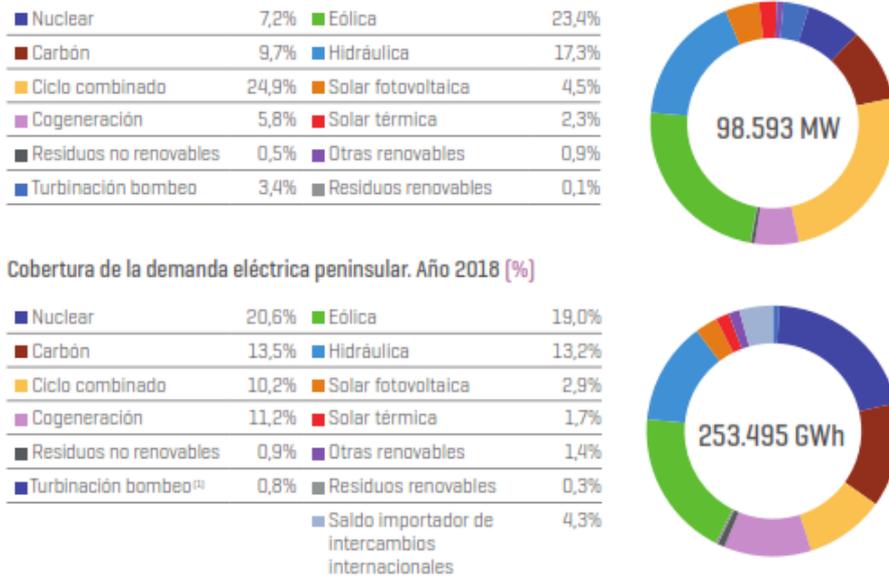


Figura 2. Potencia instalada peninsular a 31 de Diciembre de 2018 y cobertura de la demanda eléctrica peninsular en 2018. REE

Por otra parte, y debido al carácter intermitente de la generación renovable, especialmente de la generación hidráulica sometida al ciclo hidrológico, la producción global renovable se demuestra altamente variable y en 2018 crece en aproximadamente un 16 % respecto al 2017. Por consiguiente, la cuota de las renovables en el conjunto de la generación sube hasta el 38,5 % en 2018, muy parecida a la cuota de 38,4% en 2016 y sin embargo muy por encima de la cuota de 32,1 % de 2017. La eólica sigue siendo la tecnología renovable que más relevancia adquiere en el mix de generación nacional, suponiendo un 19% de la producción total en 2018.

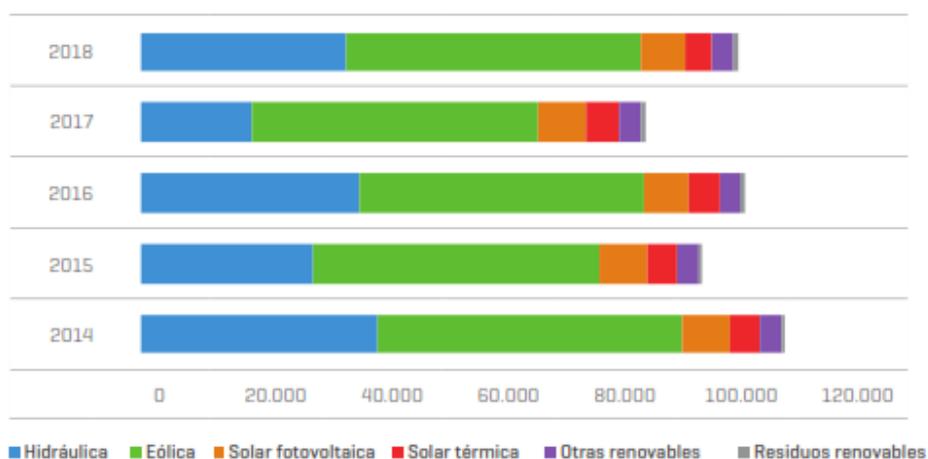


Figura 3. Evolución de la generación eléctrica peninsular renovable y no renovable (%). REE

En relación con la generación fotovoltaica la potencia instalada en España está de acuerdo con la abundancia del recurso solar y así encontramos que los mayores valores se registran en las provincias más meridionales y en las Islas Canarias. En este sentido Castilla - La Mancha debido también a la extensión del territorio, es la Comunidad Autónoma con más potencia solar instalada, i.e. 925 MW (2018. REE).

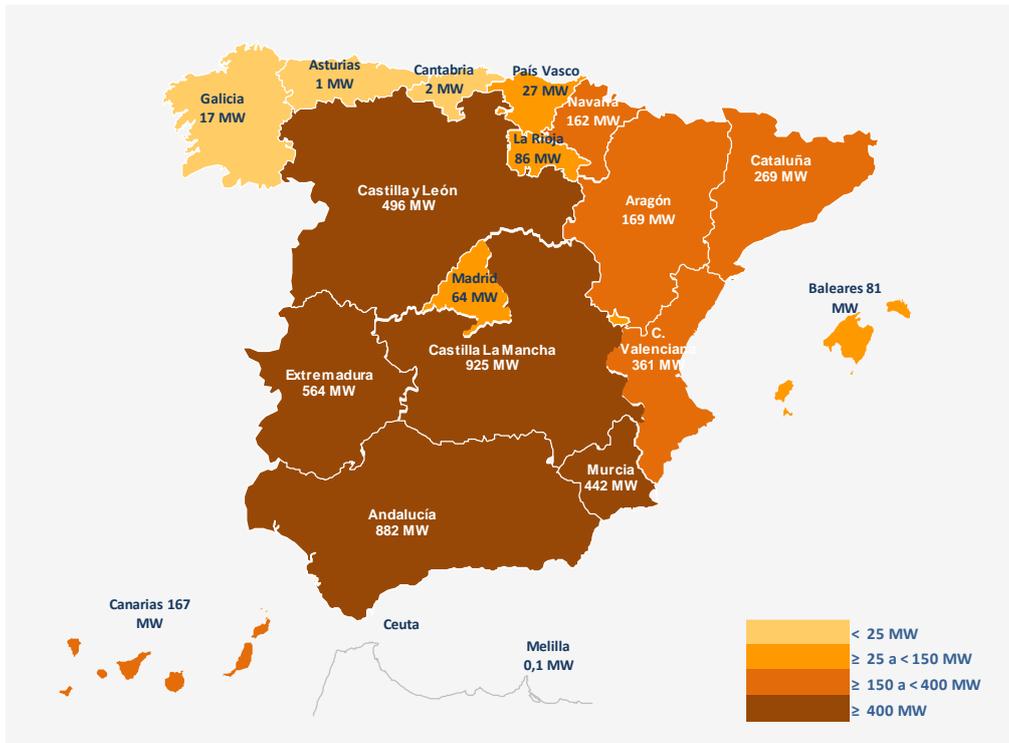


Figura 4. Potencia solar fotovoltaica instalada a 31.12.2018 por CC.AA. REE

Como se puede observar nuestro estudio se desarrolla en la Comunidad Autónoma de Castilla – La Mancha, en la ciudad de Albacete, territorio con amplio recurso solar (ver Figura 5).

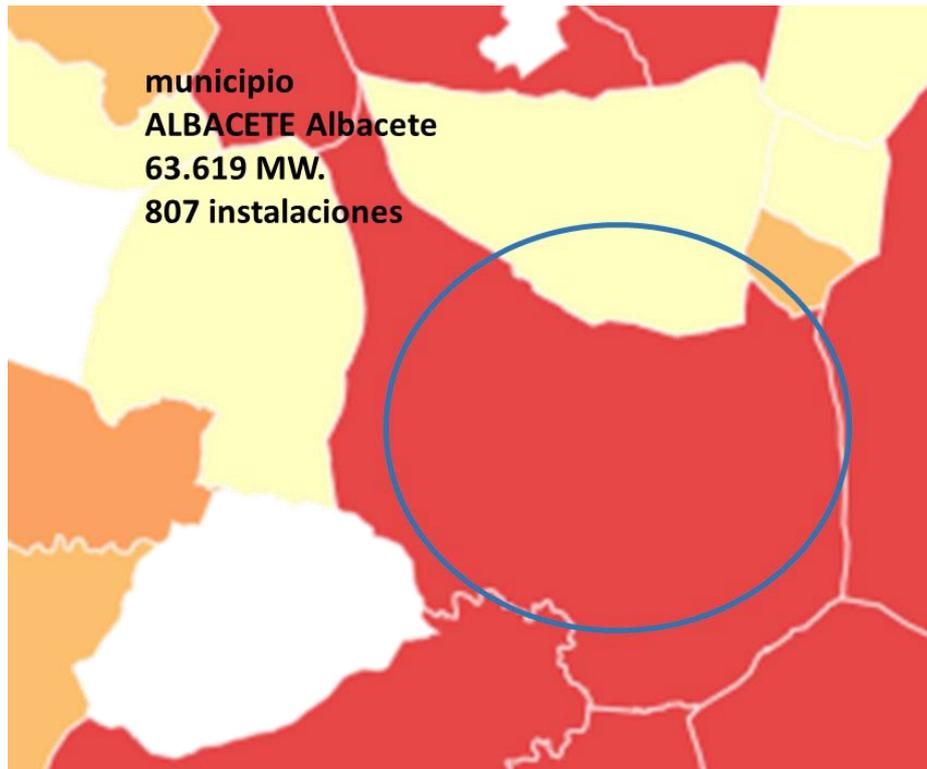


Figura 5. Potencia solar fotovoltaica instalada en el municipio de Albacete. REE.  
<https://www.esios.ree.es/es/mapas-de-interes>

## 2.2 Integración de renovables

### 2.2.1 Panorámica general

La integración de las energías renovables dentro de la operación de un sistema eléctrico es uno de los grandes desafíos que se presentan debido a tres causas principales, especialmente importantes en el sistema eléctrico español: la morfología de la demanda nacional, las limitaciones de capacidad inherentes al mallado de la red y por último una componente tecnológica inherente a la fuente energética que determina el comportamiento del grupo generador ante perturbaciones. En importante resaltar que la integración de las diferentes fuentes de energía renovables pueden influir en la escala del desafío de la integración y aunque en la mayoría de los casos, la integración de energía es tecnológicamente factible, existen problemas adicionales que es necesario resolver [4].

#### 2.2.1.1 *Curva de carga*

En primer lugar la operación del sistema depende de una curva de la demanda que a su vez incorpora una alta variabilidad en función de la época del año, laboralidad semanal y mensual, temperatura diaria, etc. generando perfiles de consumo con diferentes características cada día.

De especial interés es la diferencia en el consumo en las horas punta y valle, lo cual se traduce en un elevado valor del cociente entre el máximo y el mínimo consumo (del orden de 1,7, mientras que en otros sistemas eléctricos europeos está en torno a 1,3). Esta característica se explica en gran medida por el relativo bajo peso de la industria española, con consumos que podrían mantenerse de forma estable durante el día, mientras que la demanda doméstica y comercial se concentra en unas determinadas horas del día. Este factor determina en muchos casos la alta exigencia relativa a las unidades de producción gestionables, incrementada por el alto crecimiento de la capacidad instalada renovables y la prioridad de funcionamiento respecto al resto de tecnologías.

Como ejemplo de este efecto perturbador de las energías renovables en relación a la satisfacción de la demanda se observa que la generación eólica durante los valles de demanda tiene mayor probabilidad de producción y al mismo tiempo durante las puntas de consumo presenta menor probabilidad de producción. Este comportamiento supone en muchas ocasiones un menor hueco térmico para las tecnologías gestionables en horas valle (prácticamente cero en muchos casos), lo cual exige que estas trabajen al mínimo técnico de su funcionamiento o incluso su desconexión de la red [5]. De forma opuesta en las horas punta, la menor producción de la eólica implica que la cobertura de la demanda deba ser realizada a su vez por la generación gestionable en su mayor parte.

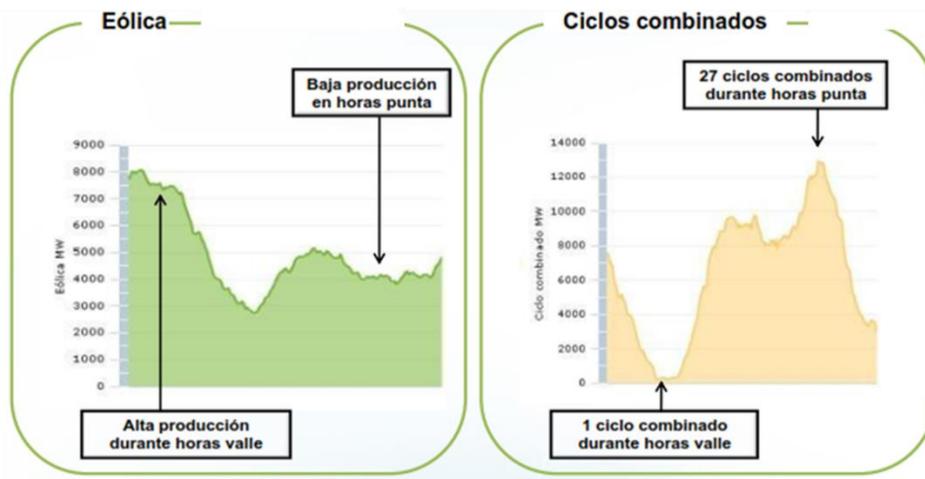


Figura 6. Retos de la integración de EERR: Viabilidad balances potencia en horas valle. REE

Con el fin de resolver el balance energético oferta-demanda, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables son aquellas que suministran la flexibilidad necesaria para la adecuación de la oferta y a la curva de carga a lo largo del día. Esta dinámica crece en complejidad debido a la prioridad de funcionamiento de las tecnologías renovables respecto al resto de tecnologías. En nuestro caso particular el diseño particular de la red local, añade la necesidad de un análisis exhaustivo de los sistemas de control y supervisión de la red distribuida, incluyendo factores importantes como la gestión de servicios auxiliares del sistema o el estudio de los excedentes de generación no integrables en el sistema.

### 2.2.1.2 Infraestructura de transporte y distribución

En segundo lugar y en relación con las características inherentes al propio sistema eléctrico español, es importante destacar tanto el bajo grado de interconexión con el sistema europeo lo que le convierte a España prácticamente en una isla energética como el crecimiento de generación distribuida impulsada principalmente por la energía fotovoltaica y la cogeneración de calor y electricidad (CHP).

Con relación a la capacidad de interconexión del sistema eléctrico español, la mayoría de esta capacidad de interconexión se establece con el sistema eléctrico portugués, cuyo tamaño es reducido y generalmente presenta las mismas necesidades en el mismo momento que el sistema español. Por tanto, la relación efectiva de interconexión del sistema ibérico con el sistema eléctrico europeo se mantiene solo en aproximadamente un 1,5%, teniendo en cuenta solo la capacidad de importación a través de la frontera francesa. Como se puede adivinar, la existencia de una alta capacidad de interconexión entre sistemas eléctricos permitiría una mayor exportación de energía eléctrica renovable al resto de Europa en situaciones de demanda local reducida y alta generación de origen renovable que podría compensar la variabilidad de la generación razonable a través de la interconexión con otras zonas geográficas con condiciones meteorológicas diferentes.

A nivel local, el efecto principal en la red de suministro eléctrico se produce por el incremento de generación distribuida. En este sentido se puede afirmar que, con excepción de la gestión de la generación hidráulica, la dispersión geográfica de las unidades de generación renovable implica una evaluación y desarrollo de mallado eléctrico mucho más exigente que con sistemas basados en generación centralizada. Esta tendencia hacia generación distribuida está impulsada de manera decisiva por la expansión de la energía fotovoltaica, que puede resultar a su vez en economías de escala razonables a nivel local. Es decir, sistemas FV pequeños concentrados en una zona particular, pueden constituir una cuota importante del suministro de electricidad a las redes de distribución en una zona particular.

En general, parece razonable asumir que, en relación con la infraestructura eléctrica existente, la incorporación de generación renovable resultará en un mayor coste para el conjunto del sistema. En este sentido el caso alemán es un buen ejemplo de integración de energía renovable en paralelo con el desmantelamiento de centrales de carbón. Se estima según datos de los cuatro operadores de redes de transmisión<sup>2</sup> alemanes que se necesitarán 1.600 km adicionales de líneas de transmisión y la renovación de otros 2.900 km para 2030, según lo recogido en la primera versión del “Plan de Desarrollo de la Red 2030” (NEP por sus siglas en alemán)<sup>3</sup>. Esto muestra claramente que una creciente expansión de las energías renovables y la disminución de la producción de electricidad fósil requieren más infraestructura para el transporte de energía.

---

<sup>2</sup> TenneT, TransnetBW, 50Hertz y Amprion

<sup>3</sup> El NEP, que se está sometiendo a consulta pública hasta el 4 de marzo de 2019, volverá a redactarse por los operadores de la red, se consultará nuevamente y finalmente será adoptado por la Agencia Federal de Redes (Bundesnetzagentur) a finales de 2019 y las recomendaciones pueden convertirse en parte de una ley federal de desarrollo de redes.

### 2.2.1.3 Volatilidad

Por último, es importante resaltar que debido a las características naturales como la variabilidad y la predictibilidad así como tecnológicas inherentes a la generación de energía renovable, afectan directamente la gestión operativa del sistema eléctrico no solo en cuanto a la relación con otras tecnologías como al comportamiento ante perturbaciones inesperadas.

En este sentido se puede afirmar que tanto la variabilidad como la predictibilidad limitada del recurso renovable resulta en una mayor complejidad de planificación, así como en la necesidad de provisiones de reserva adicionales, siendo estas mayores dependiendo de los errores en la previsión de potencia disponible. Estas provisiones crecen dependiendo de la dispersión y de la tipología de la generación renovables considerada.

Por último, existe también un efecto tecnológico que puede dificultar la integración de las energías renovables en relación con una componente puramente tecnológica. El efecto más visible es la compleja gestión de parte de la generación renovable ante perturbaciones del sistema, i.e. gestión de servicios de ajuste y soporte de la calidad de suministro [6]. En este sentido el mantenimiento de la estabilidad de tensión es crítico para el correcto funcionamiento de un sistema eléctrico. La tecnología síncrona con sus reguladores de tensión ha sido la encargada mayoritariamente de mantener un adecuado perfil de tensiones en el sistema. Sin embargo, con el desplazamiento de la generación convencional por parte de los nuevos contingentes de generación eólica y solar, se ha venido experimentando una degradación de las tensiones que en un futuro a corto/medio plazo resultará inadmisibles. El caso de la desconexión de generadores eólicos antes huecos de tensión es un ejemplo.

En definitiva, el problema de integración de energías renovables aparece como el reto más importante relacionado con la optimización de recursos de generación del sistema eléctrico y por lo tanto surge la necesidad urgente de evaluar y analizar todos los factores que influyen en la operación del sistema. Posiblemente el cambio más significativo en la gestión del sistema será la integración de gran número de unidades distribuidas, tanto en el lado de la generación como en el del consumo, así como el control de la frecuencia con un menor número de centrales térmicas de generación. Asimismo, se puede avanzar la importancia que en el futuro tendrá el desarrollo de sistemas de almacenamiento y la gestión de la demanda a nivel local con el fin de incrementar la flexibilidad desde el punto de vista de generación. En este sentido nuestro trabajo presenta un análisis detallado de problemas relacionados con la integración de generación fotovoltaica y también soluciones coherentes.

### 2.2.2 Gestión de generación solar fotovoltaica

Maximizar la integración de las energías renovables y en particular de la solar fotovoltaica es uno de los objetivos establecidos por la legislación actual. Sin embargo como se ha comentado, la elevada capacidad instalada así como el carácter variable de la producción renovable, implican problemas en la gestión de la producción.

En particular los principales factores que afectan la operación de la generación solar fotovoltaica son:

- Es muy demandante de red.

- Requiere monitorización y control específicos.
- Comportamiento acorde con la demanda, ya que las horas de sol coinciden, en general, con las horas de mayor demanda.
- Incertidumbre en la previsión de la generación.

El caso más complejo que afecta a la gestión de energía fotovoltaica es sin embargo las posibles congestiones en la red de transporte (RdT) y en la red de distribución (RdD). En determinadas ocasiones, se pueden producir tanto en la RdT como en la RdD congestiones en la evacuación de generación renovable no gestionable. En la RdT, dichas congestiones se producen generalmente como consecuencia de elementos indisponibles por averías en la red.

La correcta planificación de los trabajos en la RdT en coordinación con los productores de energía renovable ayuda a minimizar los vertidos por este motivo, ya que generalmente se pueden realizar trabajos internos de los parques simultáneamente reduciendo al mínimo imprescindible el tiempo indisponible de la generación. Situaciones similares se presentan también en las redes de distribución, si bien, la cuantía de las reducciones es mucho más alta por congestiones en la RdD que en la RdT.

### 2.2.3 Dinámica de operación de FV en BT y MT

Al incluir energía renovable fotovoltaica en el sistema, la generación adquiere un carácter diseminado geográficamente. Se define generación distribuida como cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporciona electricidad en puntos más cercanos al consumidor que la generación centralizada y que se puede conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución [7].

La generación distribuida posibilita que la energía demandada por los consumidores se genere cerca de éstos e incluso en sus propias instalaciones. Esto conlleva una serie de efectos e impactos a nivel técnico que se detallarán a continuación.

En general, las redes de media y baja tensión han sido planificadas y diseñadas siguiendo un esquema radial, sin tener en cuenta la posibilidad de conexión de fuentes de energía. Este esquema considera que los flujos de potencia son unidireccionales, es decir, que siempre van desde la subestación hacia los usuarios finales. La conexión de generación distribuida en las redes de distribución, en el caso de energía solar las placas fotovoltaicas producen energía en cada nodo, provoca que se modifiquen los flujos de potencia en las redes, tanto en magnitud como en sentido.

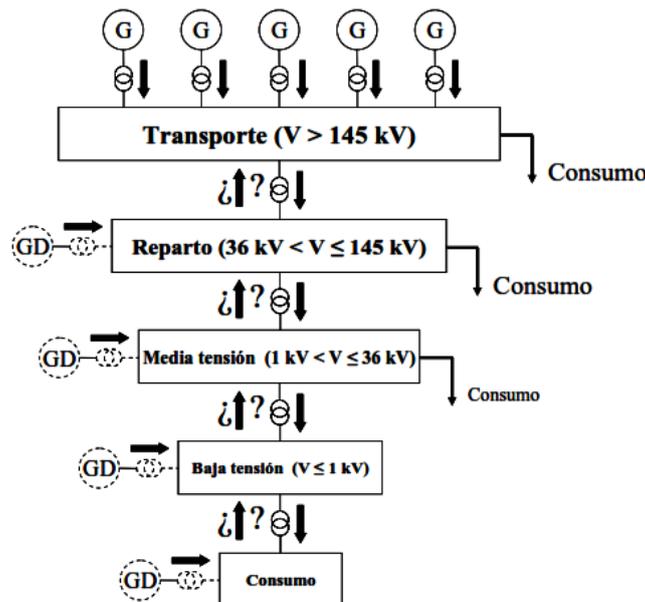


Figura 7. Esquema de un sistema eléctrico con generación distribuida. [8].

La Figura 7 muestra cómo la inyección de energía fotovoltaica en la red modifica el esquema tradicional de flujos unidireccionales. La aparición de flujo bidireccional debido a la instalación de generación distribuida lleva asociada una problemática que afecta a diversos aspectos tales como pérdidas, perfil de tensión, inversiones, potencia de cortocircuito, calidad del suministro, seguridad del personal de mantenimiento, estabilidad y operación de las redes. [9]

La generación distribuida añade complejidad al mantenimiento de la calidad del producto ya que es un elemento sensible y a la vez un posible perturbador. Los efectos de mayor relevancia que puede producir la penetración de energía solar son:

- Huecos de tensión: disminución brusca de la tensión, alcanzado valores inferiores al 90% del valor nominal.
- Perfil de tensiones.
- Forma de la onda: La forma de la onda se puede ver afectada por la existencia de tensiones armónicas o interarmónicas.
- Flicker o parpadeo: en energía solar fotovoltaica, las nubes por ejemplo pueden hacer variar la radiación solar que alcanza a los paneles.

Otra de las consecuencias de modificar los flujos que circulan por las redes es la alteración en el nivel de las pérdidas. Este cambio se puede deber tanto al suministro de demanda local como a la inyección de energía a la red. Si la energía solar suministra demanda local, la energía que tiene que suministrar el alimentador disminuye, por tanto las pérdidas también disminuyen al haber menos flujo de potencia circulando por la red. Sin embargo, si la energía solar se vierte a la red, la inyección de energía modifica también los flujos de forma que se aumentan las pérdidas ya que aumenta el flujo de potencia circulando por la red. Este problema se agrava más aún cuanto más grande sea la red, porque el vertido del excedente de energía a la red aumenta.

En cuanto al comportamiento de la tensión, al presentar las redes configuración radial, los perfiles de tensión poseen un comportamiento monótono decreciente que puede disminuir considerablemente entre un extremo y otro como se muestra en la figura a continuación.

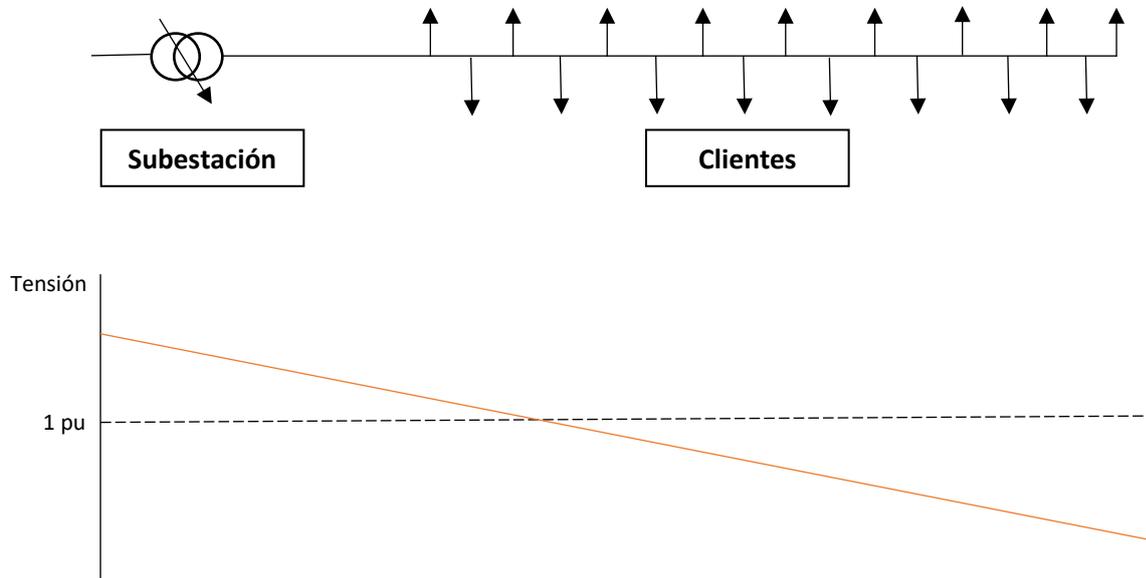


Figura 8. Perfil de tensión de una red radial

Con la instalación de generación distribuida, se suministra demanda localmente, y esto hace que la caída de tensión sea menor que cuando no existe generación distribuida, con el consiguiente aumento del perfil de tensiones. Tanto la inyección de energía activa como de energía reactiva de la generación distribuida produce un incremento en el perfil de tensiones.

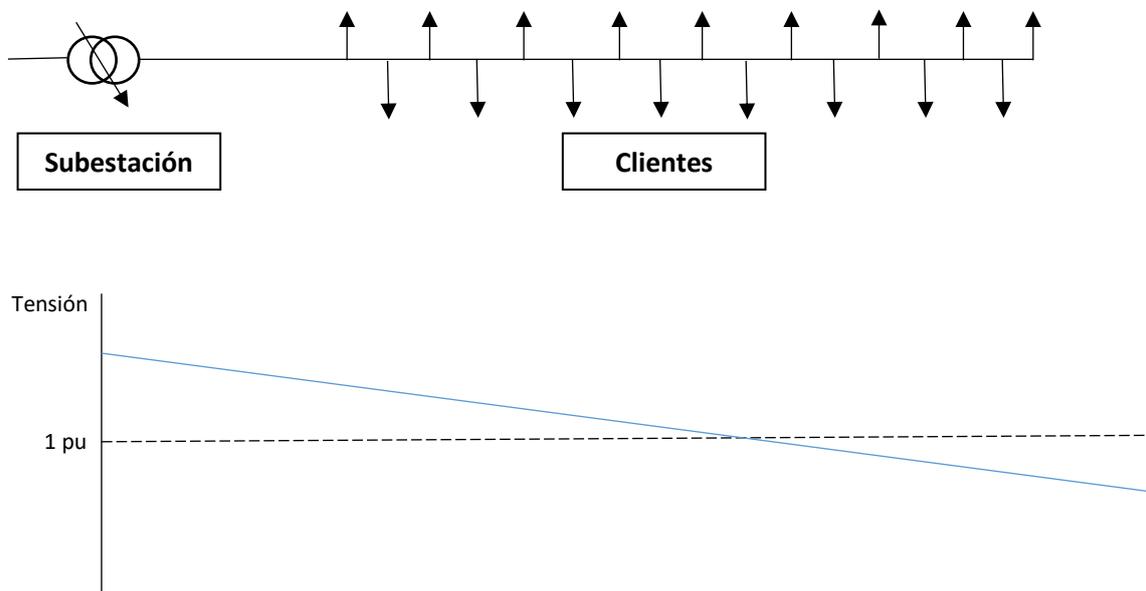


Figura 9. Perfil de tensión de una red radial con generación distribuida

## 2.3 Sistemas de almacenamiento de energía

El objetivo del sistema de almacenamiento es relativamente sencillo: mantener energía solar generada en un espacio de tiempo determinado para ser consumida en otro periodo posterior. El funcionamiento de carga/descarga de baterías se produce de forma inteligente teniendo en cuenta la obligación de obtener electricidad de la red para consumo cuando la batería está totalmente descargada. El sistema de control debe permitir la optimización de los ciclos de funcionamiento en función por ejemplo de la previsión meteorológica o de la previsión de los consumos. En este sentido se puede afirmar que dentro de los componentes del sistema de almacenamiento de energía, tanto el tamaño de las baterías como del inversor son esenciales para adaptar los objetivos de optimizar al máximo el balance generación/demanda en cada vivienda residencial [10]

### 2.3.1 Baterías

Una batería es un sistema de almacenamiento de energía que emplea procesos electroquímicos con capacidad para devolver dicha energía posteriormente casi en su totalidad, ciclo que puede repetirse un determinado número de veces.

Los ciclos de carga - descarga definen la vida útil de las baterías. A medida que una batería es descargada y cargada, su capacidad sufre alteraciones, de manera que, tras un cierto número de ciclos, la batería pierde calidad y no consigue completar con éxito las reacciones químicas. La carga en exceso puede también ser perjudicial para su vida útil.

Otro de los efectos que sufren las baterías es el llamado “efecto memoria”. Consiste en un fenómeno que reduce la capacidad de la batería con cargas incompletas. Se produce cuando se realiza la carga de una batería sin llegar a haber sido descargada del todo, lo que genera la creación de una especie de cristales en el interior que va a debilitar los electrodos y hace que la batería pierda parte de su capacidad real.

En este proyecto, la instalación de baterías se presenta como solución al problema mencionado anteriormente. Las distintas soluciones que se analizan en este estudio se basan tanto en el análisis del tipo de batería a utilizar como del óptimo emplazamiento de las baterías en el sistema.

En general esta distribución puede ser de dos tipos, descentralizados o centralizados: en el primer caso en cada conjunto de placas solares se instala una batería mientras que en el segundo caso el sistema para almacenamiento de energía se compone de un único módulo central, una batería o banco de baterías. Las Figura 10 y Figura 11 muestran los dos casos.

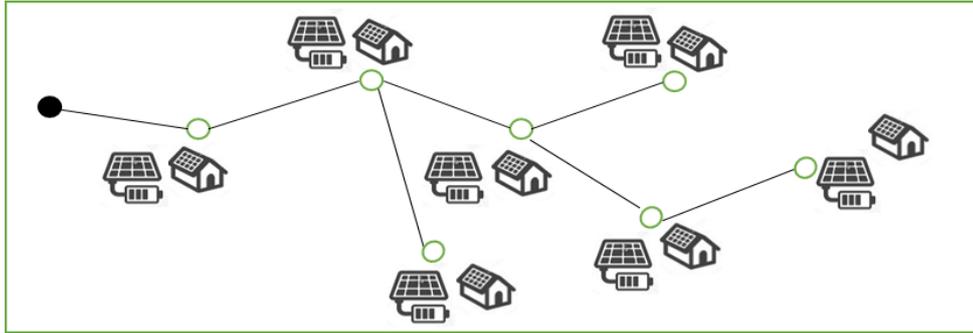


Figura 10. Sistema de baterías descentralizado. Fuente propia.

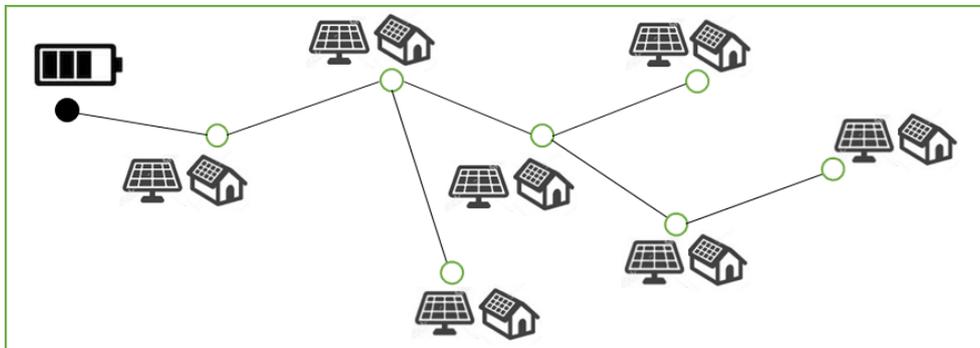


Figura 11. Sistema de baterías centralizado. Fuente propia.

### 2.3.2 Características operacionales de las baterías.

#### 2.3.2.1 Capacidad de almacenamiento

El tamaño o capacidad del sistema de almacenamiento debe ser apropiado para satisfacer la demanda del consumo conectado. Por un lado el sistema de almacenamiento debe estar suficientemente dimensionado para suministrar energía en un periodo suficiente de tiempo. Baterías de tamaños en torno a 4 - 6 kWh se pueden considerar suficientes para un hogar medio y un consumo estimado de unos 4.500 kWh/año. Si el dispositivo es demasiado pequeño o excesivamente grande, esto puede resultar en un coste adicional innecesario. No hace falta decir que el mal dimensionamiento del equipo de almacenamiento eléctrico causará ineficiencias en el consumo, i.e. compra adicional de energía desde la red si la batería es escasa o reducción de vida útil en el caso de baterías sobredimensionadas.

#### *2.3.2.2 Profundidad de descarga*

La profundidad de descarga se define como el porcentaje de la energía almacenada en la batería que puede ser utilizada. Las profundidades de descarga pueden variar entre un 50% para las baterías de plomo y hasta un 100% para las baterías de ion-litio.

#### *2.3.2.3 Demanda de uso final*

Para elegir el tamaño adecuado del sistema de almacenamiento, es necesario determinar con precisión la demanda energética del sistema con la mayor precisión posible. Aproximaciones para el caso mencionado anteriormente (demanda de 4.500 kWh/año) y un sistema fotovoltaico de 2,5 a 4,5 kWp de potencia, se estima un sistema de almacenamiento útil entre 2,4 y 12 kWh dependiendo del perfil de consumo.

#### *2.3.2.4 Eficiencia del sistema*

Existen diferentes tipos de pérdidas a través de un sistema de almacenamiento integrado, bien por calor en la propia batería o por pérdidas en el sistema conjunto de almacenamiento durante la conversión de corriente continua en alterna.

#### *2.3.2.5 Vida útil*

La vida útil esperada de los sistemas de almacenamiento varía en casos habituales entre 5 y 15 años, dependiendo del modelo y del fabricante y de la garantía ofrecida.

### 2.3.3 Tipos de baterías

Los sistemas de baterías de almacenamiento dirigidos a la operación en el ámbito residencial para uso residencial se pueden clasificar de forma genérica en cuatro tipos: ion litio, sodio - sulfuro, plomo- ácido y níquel-cadmio. Las baterías de ion-Litio, dadas sus considerables ventajas de operación [11], son cada vez más utilizadas y de hecho se consideran como las baterías de primera elección dentro del sector fotovoltaico en los últimos años [12].

#### *2.3.3.1 Batería de Litio-Ion.*

Estas baterías son las más populares hoy en día. Esto es debido a que presentan un número importante de ventajas frente a las otras tecnologías, generalmente son mucho más ligeras que otros tipos de baterías recargables. El Litio es el elemento más liviano de la tabla periódica (masa

atómica: 6.941 g/mol y densidad: 0.53 g/cm<sup>3</sup>). También es un elemento altamente reactivo lo que significa que se puede almacenar mucha energía en sus enlaces atómicos. Soportan un elevado número de ciclos de carga y descarga, hasta 4.000 ciclos y conservan el 90% de capacidad después de los 1.000 ciclos. Además, tienen una capacidad rápida de carga/descarga y no tienen efecto memoria. Quizás una de las desventajas que presentan, es el envejecimiento incluso si no está en uso. Otra desventaja que destacar es que este tipo de batería no es fácilmente reciclable. Ejemplos de fabricantes que se encuentran en el mercado de baterías de Litio-Ion a día de hoy son: LG Chem, BYD, Panasonic, Toshiba, A123, Tesla. [13]

#### 2.3.3.2 Batería NaS (Sodio-Sulfuro)

Estas baterías tienen como principal componente una base de sales fundidas (generalmente azufre y sodio). Las principales características de estas baterías son: alta densidad de energía (aproximadamente 360 kWh/m<sup>3</sup>), alta ciclabilidad (3000 - 4500 ciclos), rendimiento de hasta el 90%, vida útil media de hasta 15 años y materiales reciclables casi al 100%. La desventaja más destacable es que tienen una temperatura de funcionamiento superior a los 300<sup>o</sup>, lo que implica la instalación de un sistema de gestión de temperatura (*Thermal Management System*). Como principales fabricante de estas baterías se pueden destacar: NGK INSULATORS (único comercializador) y TEPCO. [14]

#### 2.3.3.3 Batería de Plomo-Ácido.

Estas baterías son ampliamente utilizadas en sistemas fotovoltaicos y aunque presentan una ciclabilidad muy baja ante descargas muy profundas (400 - 800 ciclos), con ciclos de descarga menos profundos la ciclabilidad aumenta hasta 4.500 ciclos. Son capaces de soportar elevadas corrientes de descarga y por tanto, aplicar una alta potencia de descarga. Son relativamente económicas y altamente reciclables, pero sin embargo pueden ser contaminantes debido a los compuestos de plomo, antimonio y arsénico. Presentan un rendimiento del 80%, baja energía específica (10 - 40 Wh/kg). Ocupan un volumen muy amplio y su peso es elevado. Además existe la posibilidad de explosión debido al desprendimiento de hidrógeno.

Este tipo de baterías posee un inconveniente adicional: la sulfatación. La sulfatación es el resultado de la descarga de la batería de forma profunda continuadas veces por debajo del mínimo especificado, también una carga incorrecta, o la inactividad de la misma. Se producen cristales que disminuyen la superficie activa del electrodo, y la capacidad de la batería disminuye. Este fenómeno puede paliarse con descargas con altas corrientes para disolver los cristales.

En función de la aplicación de uso de estas baterías se distinguen distintos tipos, las de *Shallow-Cycle* o de ciclo corto, con ciclos cortos y mayor potencia instantánea para aplicaciones al vehículo eléctrico, y las *Deep-Cycle* o de ciclo lento, diseñadas para ciclos continuos de carga y descarga de forma más lenta. Se puede mencionar varios fabricantes en la actualidad: Yuasa Battery, Exide Technologies, Duke Energy. [15]

### 2.3.3.4 Batería de Níquel Cadmio

Se trata de una batería alcalina. Estas baterías presentan un largo ciclo de vida, más de 3.500 ciclos combinados con bajos requerimientos de mantenimiento. Sin embargo, su vida útil depende principalmente de los niveles de descarga en cada ciclo, pudiendo alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de descarga. Pueden mantener estados de descarga por periodos largos, siendo más robustas que otras tecnologías al mantener una tensión estable durante ciclos de carga/descarga profundos. El proceso de descarga también puede efectuarse rápidamente debido a la baja resistencia interna de este tipo de baterías. Las desventajas que presentan son, su alto costo de inversión, pudiendo ser 10 veces el de un sistema de Pb-ácido, debido al sofisticado proceso de fabricación necesario y a la disponibilidad de los materiales involucrados. Otra de las desventajas de las baterías de Ni - Cd es la alta toxicidad del cadmio, lo que hace difícil su disposición final una vez que tienen que ser reemplazadas.

Adicionalmente, estas baterías sufren de efecto memoria, no pudiendo alcanzar una carga completa después de repetidos ciclos completos de carga/descarga. Estas baterías, si no son totalmente descargadas antes de recargarlas, comenzarán a perder su la capacidad útil. Al no ser la generación de energía eólica y solar gestionable, las baterías de NiCd pueden tener serios problemas de operación causados por el efecto memoria. En la Tabla 1 se muestra un resumen de características de los diferentes tipos de baterías.

	<b>Ión-Litio</b>	<b>Plomo - Ácido</b>	<b>Sodio - Sulfuro</b>	<b>Redox Vanadio</b>	<b>Redox Zn-Br</b>
<b>Densidad de Energía (MJ/m<sup>3</sup>)</b>	10,8-14,4	60 – 180	540	54-65	72-108
<b>Rango de Energía (MJ)</b>	36·10 <sup>3</sup>	144·10 <sup>3</sup>	172,8·10 <sup>3</sup>	36·10 <sup>3</sup>	36·10 <sup>3</sup>
<b>Rango de Potencia (MW)</b>	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 10	0,1 – 100	0,1 – 100
<b>Tiempo Carga y Descarga</b>	H - min	H - min	Horas	Horas	Horas
<b>Ciclos de Carga/Descarga</b>	4500	2500	4500	20.000	12.000
<b>Rendimiento (%)</b>	94 %	90 %	80 %	90 %	75 %
<b>Mínimo Estado de Carga (%)</b>	10 %	20 %	10 %	5 %	10 %
<b>Coste de Instalación (€/kWh)</b>	530	360	285	700	385
<b>Coste Mantenimiento (€/kWh·año)</b>	3	2	3	10	13

Tabla 1. Resumen de las características de las diferentes baterías. [15]

## 2.4 Objetivos

Los principales objetivos de este proyecto son los siguientes:

- Cuantificar el impacto en una red de BT de la integración de FV.
- Cuantificar en esas redes el beneficio de instalar un sistema de baterías.
- Evaluar las ventajas e inconvenientes de los sistemas descentralizados o centralizados para este caso.

## 2.5 Alcance del estudio

En función de los objetivos descritos, este estudio se estructura de acuerdo con el siguiente esquema:

### 2.5.1 Cuantificación del impacto de la penetración de energía solar fotovoltaica sobre las pérdidas en la red local en Albacete.

Mediante distintas simulaciones se pretende analizar el impacto que presentan distintos niveles de penetración de energía fotovoltaica en la red de estudio. El estudio de las pérdidas es de gran relevancia ya que la optimización de la potencia suministrada es uno de los aspectos más importantes de una red eléctrica.

Como es conocido, las pérdidas en la red dependen de distintos parámetros tales como el grado de penetración de generación renovable, la estructura y localización de la red o la relación entre el perfil de demanda y de generación. En este estudio el único parámetro variable considerado es el nivel de nueva capacidad instalada de generación solar en los nodos.

Adicionalmente, se estudiará el número de líneas con sobrecarga en la red para cada caso de estudio.

### 2.5.2 Cuantificación del impacto de la penetración de energía solar fotovoltaica sobre el perfil de tensión en la red local en Albacete.

El estudio del perfil de tensiones en esta sección incluye el cálculo de las tensiones máxima, mínima y media alcanzadas en los nudos en cada hora, además del número de nudos con sobretensión y subtensión en función de la capacidad solar instalada en la red. De esta forma se pretende evaluar de forma integrada el comportamiento del perfil de tensiones en función del nivel de penetración de energía solar.

### 2.5.3 Cuantificación del impacto de la instalación de un sistema de baterías en la red local en Albacete.

Con el fin de solucionar los problemas que pueden surgir con el incremento de generación solar en la red, se evalúan distintas soluciones alternativas contemplando dos opciones a nivel general: un sistema de baterías centralizado o descentralizado. Como resultado del análisis, se identifica qué sistema de baterías se adecúa más a las necesidades de la red y soluciona en mayor medida los problemas detectados anteriormente.

## 2.6 Descripción del problema

### 2.6.1 Introducción

Como ya se ha comentado, una de las características fundamentales asociadas a la integración de energía renovable fotovoltaica es la naturaleza dispersa de dicha generación lo que implica cambios sustanciales en la operación del sistema. A lo largo del estudio, se considerará como generación distribuida (GD) cualquier tecnología de generación a pequeña escala que proporcione electricidad en puntos cercanos al consumidor y que en su caso se pueda conectar directamente al consumidor o a la red de transporte o distribución indistintamente.

La conexión de generación distribuida en las redes de distribución influye de manera importante en el correcto funcionamiento de diversos parámetros de operación, esenciales para garantizar la estabilidad del sistema, tales como:

- Dimensión y perfil de pérdidas en la red.
- Perfil de tensión.
- Calidad de suministro.
- Seguridad del personal de mantenimiento.
- Potencia de cortocircuito.

Aunque el análisis del impacto de la GD sobre cada uno de estos parámetros se describirá más adelante, se puede afirmar que en gran medida, los problemas mencionados aparecen como consecuencia de la variación de los flujos de potencia en las redes al incorporar fuentes de generación de energía puramente fotovoltaica.

Si analizamos el origen del problema, se puede afirmar que el diseño tradicional de las redes de media y baja tensión, normalmente estructuradas en forma radial, es a su vez un factor clave para entender el problema. Como es sabido, este tipo de estructura de red está principalmente diseñada para optimizar posiciones en el sistema de generación centralizada y no para integrar generación distribuida. La estructura de tipo radial se caracteriza por facilitar el suministro eléctrico a través de un canal único de salida de generación, transmitiendo al mismo tiempo la energía de forma radial entre los receptores y el emisor. Las dificultades para integrar generación distribuida dentro de este esquema se agravan aún más cuanto más extensa es la red, ya que el vertido de energía excedentaria aumenta en función de las ramificaciones de la red.

Tanto el análisis de las pérdidas como del perfil resultante de tensión en función del nivel de penetración de GD en las redes, será el objetivo principal de este proyecto. Mediante distintas simulaciones, se estudiará el efecto que provoca la energía fotovoltaica en la red a través de tres escenarios alternativos, i.e. sin penetración de energía solar, con penetración de energía solar y finalmente con instalación de baterías. Para cada caso particular se estudiará la variación en el perfil de tensiones que se produce así como los efectos en el número de nudos con sobretensión/subtensión y en el nivel de tensiones máximas y mínimas en la red.

## 2.6.2 Dimensión y perfil de pérdidas en la red.

Para poder suministrar energía eléctrica desde un generador hasta los puntos receptores, es necesario que la energía atraviese una serie de dispositivos que componen la red. El paso de energía por los diferentes elementos de una red ya sean cables, transformadores o cualquier dispositivo, implica unas pérdidas. Se puede afirmar que en cualquier sistema eléctrico, las pérdidas son inevitables. [16]

De forma genérica las pérdidas en un sistema eléctrico se pueden clasificar en dos categorías: [17]

- Pérdidas fijas (pérdidas en vacío): Estas pérdidas son independientes de la demanda y son debidas a corrientes de Foucault y ciclos de histéresis producidos por las corrientes de excitación presentes en transformadores y máquinas eléctricas. Estas pérdidas se pueden considerar constantes en todas las horas del año.
- Pérdidas variables (pérdidas en carga): Este tipo de pérdidas hace referencia a las pérdidas ocasionadas por el efecto Joule y están relacionadas con las corrientes que circulan por las redes. La magnitud de estas pérdidas es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por la red por lo que varían en cada instante en función de la demanda.

$$\text{Pérdidas variables} = (I)^2 \cdot (R) \quad (1)$$

Con el fin de optimizar la operativa de funcionamiento en la red, es siempre deseable disminuir las pérdidas variables tanto como sea posible. Típicamente las pérdidas de la red de media y baja tensión se sitúan entre un 7 - 10%.

En general, el impacto de la generación distribuida sobre las pérdidas depende a su vez de varios factores:

### 2.6.2.1 Grado de penetración

En redes sin generación fotovoltaica, la conexión de GD implica, inicialmente, una reducción en las pérdidas del conjunto. Sin embargo, a medida que aumenta la producción de energía solar, las pérdidas pueden aumentar debido al exceso puntual de esa misma generación. El análisis de este fenómeno es uno de los objetivos principales de este proyecto, para lo cual se desarrollarán distintas simulaciones en la red de estudio para distintos niveles de penetración de energía solar y perfiles de carga - generación.

### 2.6.2.2 Ubicación de la GD en la red y topología de la red

La ubicación de la instalación generadora de GD es un factor muy importante desde el punto de vista de las pérdidas. Cuanto más cerca se encuentre la generación de los puntos de consumo,

menores pérdidas habrá ya que el flujo de potencia tendrá que recorrer menos distancia por la red (menor impedancia de la línea).

En el caso de estudio de este proyecto basado en generación de carácter solar, se considerará que las placas fotovoltaicas se encuentran instaladas en los propios nudos de consumo, como por ejemplo ocurre en viviendas unifamiliares aisladas en zonas rurales.

Como se ha mencionado anteriormente, las redes de media y baja tensión presentan normalmente una estructura de tipo radial y por esta razón la integración de GD en este tipo de redes provocará la variación periódica de los flujos de potencia causando a su vez un impacto significativo en los diversos aspectos de funcionamiento de la red ya enumerados.

### 2.6.2.3 Perfil de demanda y de producción de la generación.

La comparación entre el perfil de generación de energía solar y el perfil de consumo, determina la forma de la curva *pérdidas-penetración de energía solar*. Cuanto mejor se adapte la curva de consumo a la de generación, menores serán las pérdidas ya que menor será la energía transportada por la red. Tanto en el caso de que haya excedente, como en el caso de que haya escasez de energía solar, cuanto más se adapten las curvas de consumo y generación, menores serán las pérdidas, tanto si la potencia circula en un sentido u otro.

A forma de introducción, en la Figura 12 se representa el perfil de generación solar y de consumo en Albacete durante un día de verano, concretamente el 24 de agosto de 2018. Como se puede observar, el mayor consumo no coincide con las horas de mayor producción de energía solar.

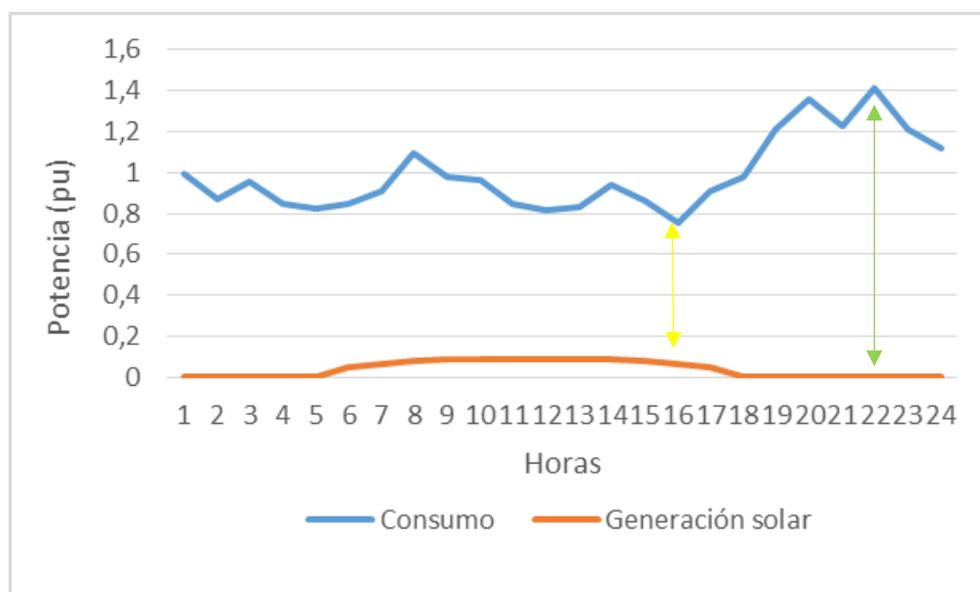


Figura 12. Consumo y generación solar

Asimismo, en la Figura 13 se representan las pérdidas óhmicas ese mismo día.

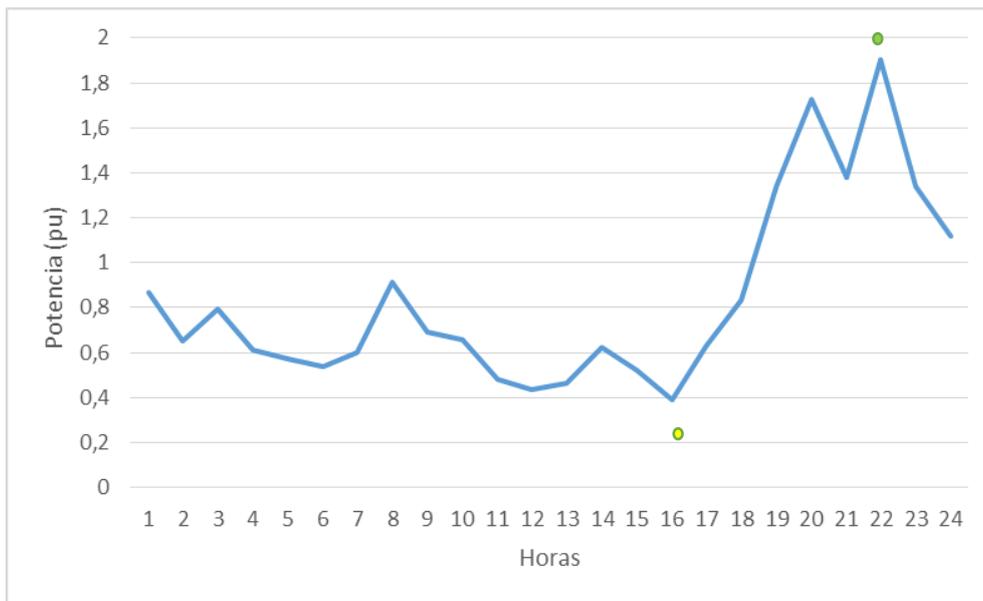


Figura 13. Pérdidas óhmicas en la red.

Como se puede comprobar, aproximadamente en la hora 16 se producen las menores pérdidas coincidiendo con el punto en el cual la curva de generación solar y demanda están más próximas. Por el contrario, a las 23 horas aproximadamente, se producen las mayores pérdidas en el sistema coincidiendo en el momento de mayor demanda y generación solar nula.

Como ya se ha dicho, en nuestro estudio, el análisis de las pérdidas en el sistema conformará la primera parte del trabajo.

### 2.6.3 Perfil de tensión

Típicamente, en un alimentador radial, el perfil de tensión presenta un comportamiento monótono decreciente. Asimismo, el impacto de la incorporación de GD en redes radiales dependerá en primer lugar del nivel de penetración de la energía solar en la red. Cuanto mayor sea la penetración de energía fotovoltaica, menos potencia será transportada desde el alimentador a los consumidores ya que estos se abastecerán mayoritariamente de la energía generada en sus propias instalaciones y por lo tanto al existir menos flujo de potencia por la red, las caídas de tensión disminuyen y el perfil de tensión en la red se incrementa. En el apartado 4.2 se analiza este efecto en detalle.

De esta manera, la variación de flujos debida a la conexión de energía solar, especialmente en el caso en que la generación solar supere el consumo y sea necesario inyectar energía en la red, puede producir que el perfil monótono decreciente de las tensiones en las redes radiales no siga siendo válido e incluso llegue a interferir con el nivel de tensión apropiado para los consumidores. Como se comentará más adelante, esta situación es especialmente importante en el caso de alta penetración de energía fotovoltaica en la red.

#### 2.6.4 Calidad de suministro.

La calidad de suministro hace referencia tanto a la calidad de producto suministrado como a la continuidad de suministro.

##### 2.6.4.1 *Calidad de producto.*

Puede definirse el término 'calidad' como: 'el grado en que la energía eléctrica suministrada satisface las expectativas de los usuarios'. [18]

Si se define el producto que reciben los usuarios fundamentalmente como la onda de tensión de llegada, la calidad de producto haría referencia a todas aquellas características que afectan el perfil suministrado de dicha onda., De forma resumida las características más importantes son: [18]

- Frecuencia
- Amplitud
- Forma de onda
- Simetría del sistema trifásico.

Como se ha comentado anteriormente, la generación distribuida añade complejidad al mantenimiento de la calidad del producto ya que es un elemento que depende de muchas variables de operación. En relación con los efectos directos que pueden afectar a la calidad de suministro debido a la incorporación de generación solar distribuida se pueden clasificar como: (exigencia recogida en la norma IEC 50-160)

- **Huecos de tensión:** Disminución brusca de la tensión, alcanzado valores inferiores al 90% del valor nominal.
- **Perfil de tensiones:** La modificación de los flujos debida a la conexión de GD puede producir que el perfil monótono decreciente de las tensiones en las redes radiales no siga siendo válido.
- **Forma de la onda:** La forma de la onda se puede ver afectada por la existencia de tensiones armónicas (tensiones sinusoidales cuya frecuencia es múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación) o interarmónicas (tensiones sinusoidales cuya frecuencia no es múltiplo entero de la frecuencia fundamental).
- **Flicker o parpadeo:** El flicker es un cambio visible y repetitivo en la intensidad de la luz causado por las fluctuaciones de voltaje en las redes eléctricas. Con la instalación de energía fotovoltaica en la red, una de las causas de este fenómeno, el efecto se puede originar debido a la interferencia de las nubes con la radiación solar que alcanza los paneles.

##### 2.6.4.2 *Continuidad de suministro*

La continuidad de suministro se refiere al número de interrupciones del suministro y su duración, también definida como fiabilidad de la red. Los mínimos exigibles de calidad en la

continuidad del suministro dependen de forma genérica de la ubicación, según las zonas definidas por el operador del sistema (REE). En el sistema eléctrico español se clasifican como interrupciones largas a aquellas con una duración superior a 3 minutos.

Como efecto positivo de la incorporación de GD en los sistemas eléctricos en relación a la continuidad del suministro, se debe mencionar que en el caso de instalaciones individuales de generación fotovoltaica, los consumidores, al menos en teoría, deberían tener asegurada una calidad de suministro más elevada al no depender de otros factores externos como ocurre en las redes centralizadas.

Sin embargo, debido a los factores disruptivos como consecuencia de la conexión de redes de GD a la red principal ya enumerados, la calidad de suministro en áreas con un alto nivel de penetración solar puede disminuir considerablemente, resultando en actuaciones sobre las protecciones de entrada de forma más habitual. Como se ha mencionado anteriormente, las condiciones resultantes de calidad de suministro no son analizadas en este estudio.

## 2.6.5 Seguridad del personal de mantenimiento

Se puede afirmar que con la introducción de GD en la red, la seguridad del personal de mantenimiento se ve afectada de forma negativa.

Con la estructura tradicional de las redes, la generación se encuentra conectada a un único punto de alimentación y por lo tanto la desconexión de la alimentación de cabecera garantiza la falta de tensión en toda la red. En el caso de redes con GD, la posibilidad de que parte de la red quede energizada, plantea una serie de problemas desde el punto de vista de aislamiento y puesta a tierra durante trabajos de mantenimiento.

Cuando ocurre una falta y los equipos de mantenimiento acuden a repararla, puede suceder que la falta esté siendo alimentada por la GD con el consiguiente peligro para la seguridad del personal de mantenimiento. Por tanto, parece evidente que los trabajos de mantenimiento deben incluir nuevos protocolos de actuación incluyendo el aseguramiento de la ausencia de tensión.

Una posible solución para evitar este tipo de situaciones es el de la instalación de mecanismos automáticos de desconexión a la red en el caso de ausencia de tensión.

### 2.6.5.1 *Potencia de cortocircuito*

La potencia de cortocircuito es la potencia máxima que puede desarrollar una red en una instalación con defecto. Se expresa en MVA o en kA eficaces para una tensión de servicio dada.

En este sentido, la introducción de GD en la red, puede provocar un aumento en la potencia de cortocircuito al producirse mayores flujos de corriente por la red. Esto a su vez, puede desencadenar sobrecargas tanto en líneas como en transformadores, pudiendo llegar a hacer necesaria la sustitución de algunos dispositivos para poder soportar la nueva potencia de cortocircuito al superar los límites de operación de las líneas en algunos casos.

Por otro lado, las sobrecargas pueden deberse a que como premisa fundamental de diseño de una instalación desde el punto de vista del consumo, se hace la suposición de que no todos los receptores van a estar conectados a la red consumiendo la máxima potencia simultáneamente, por tanto, la instalación no se calcula para la potencia total, sino para parte de ella. El cociente entre esa parte y la suma de las potencias de todos los receptores es el coeficiente de simultaneidad, que es, por tanto, un número real positivo menor que 1, este coeficiente se aplica en el consumo de energía de la red. En el caso de generación distribuida con sistemas fotovoltaicos, el problema que se puede plantear durante la fase de inyección a la red es un suministro de potencia al transformador mayor que la de diseño original. Además, el excedente de energía que se inyecta en la red puede provocar también sobrecargas en la línea.

## 3 Metodología

### 3.1 Fuentes de datos

Los datos de la red, los perfiles de generación y de las cargas se han recogido de distintas fuentes según:

#### 3.1.1 Red de baja tensión

El modelo para la red seleccionada se ha obtenido del *Centro Común de Investigación, Joint Research Centre (JRC)*<sup>4</sup> de *Sistemas Eléctricos Inteligentes e Interoperabilidad* de la Comisión Europea. El sistema permite el acceso a la descarga de 13 modelos representativos de redes en formato Matlab. El modelo elegido es el de una red urbana típica en España con estructura de tipo radial, compuesta por 1165 nudos que representan puntos de consumo. Por otro lado, hay un único generador, localizado en el nudo 1. El sistema además, está compuesto por 1180 ramas, y 91 transformadores.

Para poder representar los distintos elementos de la red de media tensión, se ha utilizado el programa QGIS<sup>5</sup>. QGIS es un programa que permite crear, editar, visualizar, analizar y publicar información geoespacial.

Gracias a este programa se puede obtener una visión de la estructura de la red como se muestra a continuación.

---

<sup>4</sup> El Centro Común de Investigación (JRC, Joint Research Centre) es el principal servicio de la Comisión Europea encargado directamente de la investigación. Este centro juega un papel clave en materia de investigación y de innovación en la UE y colabora con su apoyo tanto científico como económico a la consecución de las prioridades de Europa 2020 relacionadas con la competitividad, la sostenibilidad y los grandes retos sociales.

<sup>5</sup> QGIS es una aplicación profesional de SIG que está construida sobre Software Libre y de Código Abierto (FOSS). QGIS es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de Código Abierto licenciado bajo GNU - General Public License. QGIS es un proyecto oficial de Open Source Geospatial Foundation (OSGeo).

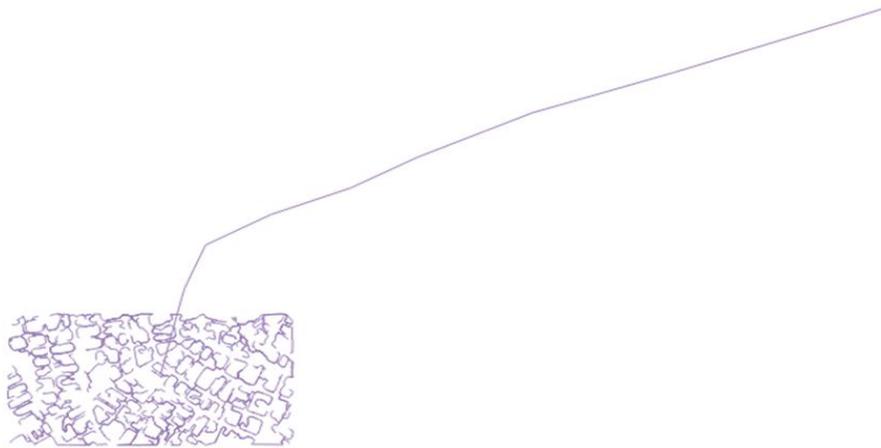


Figura 14. Red de trabajo de baja tensión.

Cada uno de los diferentes elementos que forman la red se representa en una capa. Los distintos nombres de las capas se muestran en el Anexo 3.

La capa *CCliente* se refiere a los puntos de consumo en la red, que coincide con el número de nudos en la red, i.e. 1165. Se representan con puntos de color rosa.

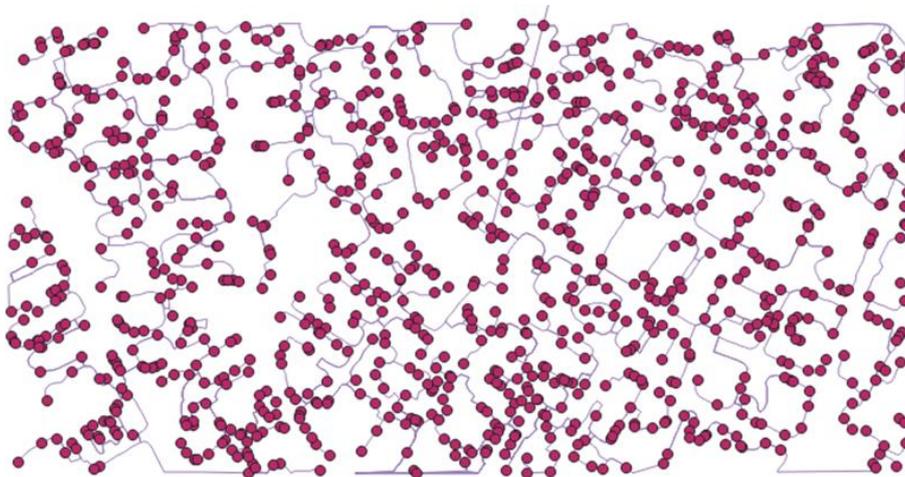


Figura 15. Nudos de consumo

La capa *C\_ST*, representa los nudos generadores. En esta red solamente existe un nudo generador.

La capa *C\_CCTT*, representa los nudos donde se encuentran los transformadores. Hay un total de 91 transformadores en esta red, representados por puntos de color morado.

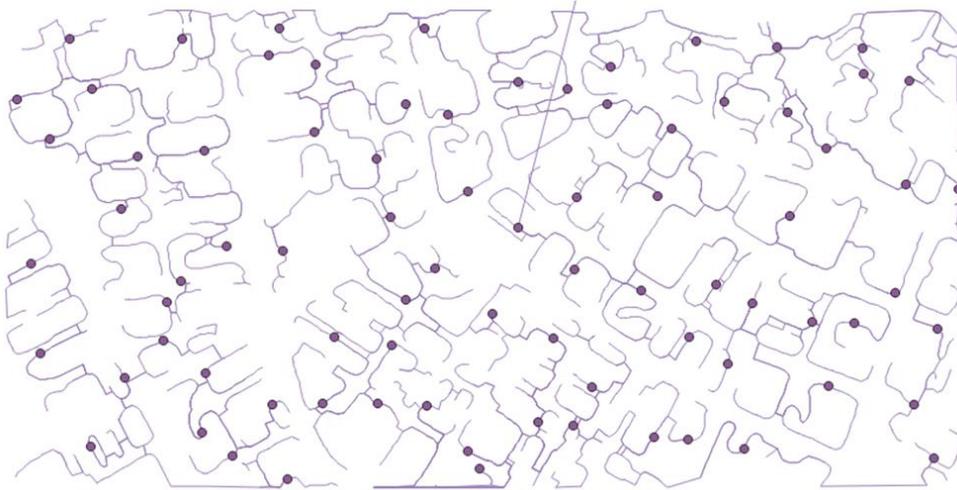


Figura 16. Nudos con transformadores

### 3.1.2 Consumo

Los datos de potencia activa consumida utilizados en las simulaciones se corresponden con los datos del consumo real de Albacete del año 2018. Estos datos expresan los kilovatios consumidos cada hora durante todo el año y presentan una distorsión de un +/- 4%. El número de datos total de consumos es de 8760, coincidentes con las horas presentes en ese año.

A continuación se muestran dos gráficos que representan el consumo en kilovatios en cada hora durante el año 2018 en Albacete así como la curva monótona creciente anual. Como puede verse, la mayor potencia consumida en todo el año es aproximadamente 62.000 kW durante el mes de febrero y la menor potencia consumida es aproximadamente 2.000 kW en el mes de junio. La media del consumo en el año 2018 fue de 29.008,75 kW.

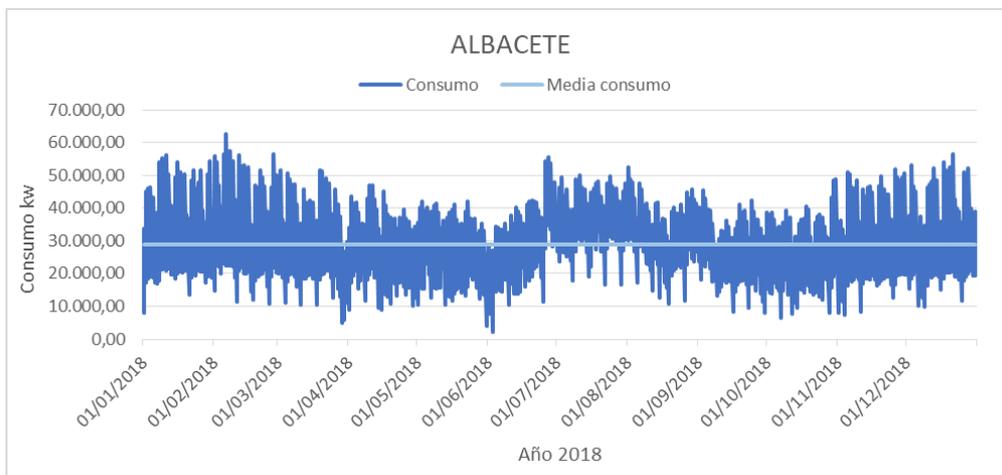


Figura 17. Consumo de Albacete en 2018.

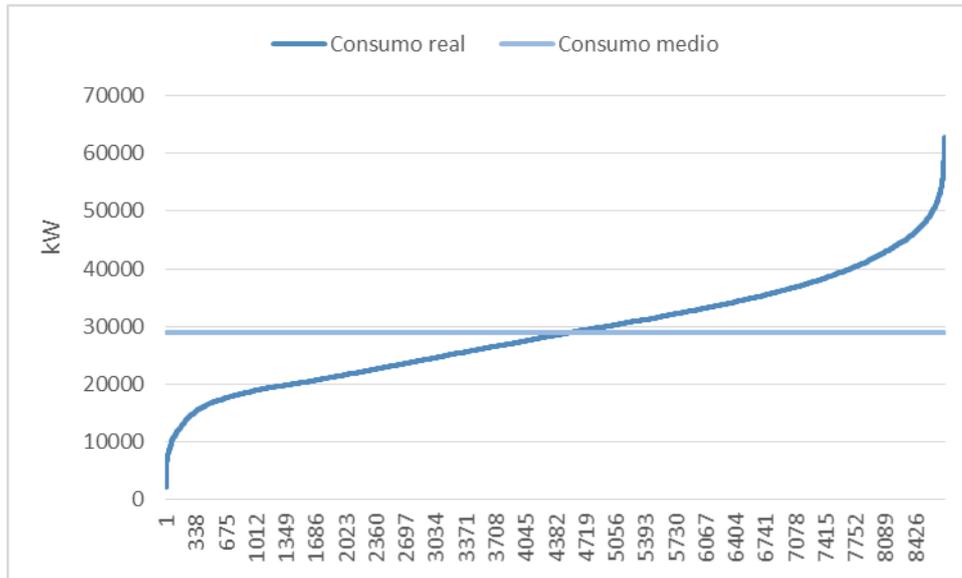


Figura 18. Curva monótona creciente del consumo de Albacete en 2018.

La potencia base a partir de la cual se obtendrán las potencias consumidas en cada hora durante todo el año, en valores unitarios, se calcula en referencia al consumo medio anual.

En la siguiente tabla se muestra la potencia activa consumida en kW por cada hora y en valores por unidad en Albacete durante el primer día del mes de enero de 2018.

Hora	Consumo(kW)	Consumo(pu)
1	26.773,20	0,9229
2	25.359,00	0,8742
3	22.423,10	0,7730
4	19.275,30	0,6645
5	18.747,60	0,6463
6	17.074,80	0,5886
7	17.613,00	0,6072
8	18.050,00	0,6222
9	19.452,60	0,6706
10	14.384,70	0,4959
11	10.135,20	0,3494
12	8.827,50	0,3043
13	7.990,50	0,2755
14	8.780,80	0,3027
15	11.770,00	0,4057
16	11.635,20	0,4011
17	15.047,40	0,5187
18	24.181,50	0,8336
19	30.553,20	1,0532
20	30.290,00	1,0442
21	33.856,40	1,1671
22	32.630,00	1,1248
23	31.395,60	1,0823
24	26.688,00	0,9200

Tabla 2. Consumo en Albacete durante el primer día del año 2018 en kWh y en valores por unidad

### 3.1.3 Generación

Las características de la generación producida por las placas solares es uno de los aspectos más relevantes en nuestro proyecto. Los datos utilizados se han obtenido a través de una aplicación llamada *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS<sup>6</sup>)*, operada por el Instituto de la Energía y el Transporte de la Comisión Europea. En la Figura 19 se puede observar una de las pantallas de introducción de datos. En el Anexo 1 se muestran los resultados para el caso particular de estudio. Los resultados mostrados son los obtenidos para el mes de enero aunque se han obtenido los mismos datos para cada mes del año. De esta forma, para todos los días de un mismo mes, se asignan los datos obtenidos característicos del mes. Finalmente estos valores se transforman a valores por unidad con la base de trabajo de MATPOWER, 1MVA.

---

6

PVGIS se ha desarrollado durante más de 10 años en el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea, en Ispra, Italia. El área principal de trabajo de PVGIS es la investigación y evaluación de recursos solares, estudios de rendimiento fotovoltaico (PV) y la difusión de conocimientos y datos sobre radiación solar y rendimiento fotovoltaico. La parte más conocida de este trabajo es la aplicación web PVGIS.

El dato de mayor interés para este estudio es el correspondiente al DNI (*Direct Normal Irradiance*). La irradiación normal directa es la cantidad de radiación solar recibida por unidad de área por una superficie que siempre se mantiene perpendicular (o normal) a los rayos que vienen en línea recta desde la dirección del sol hasta su posición actual en el cielo. Generalmente, la cantidad de irradiación recibida por una superficie se puede maximizar manteniéndola normal a la radiación entrante.

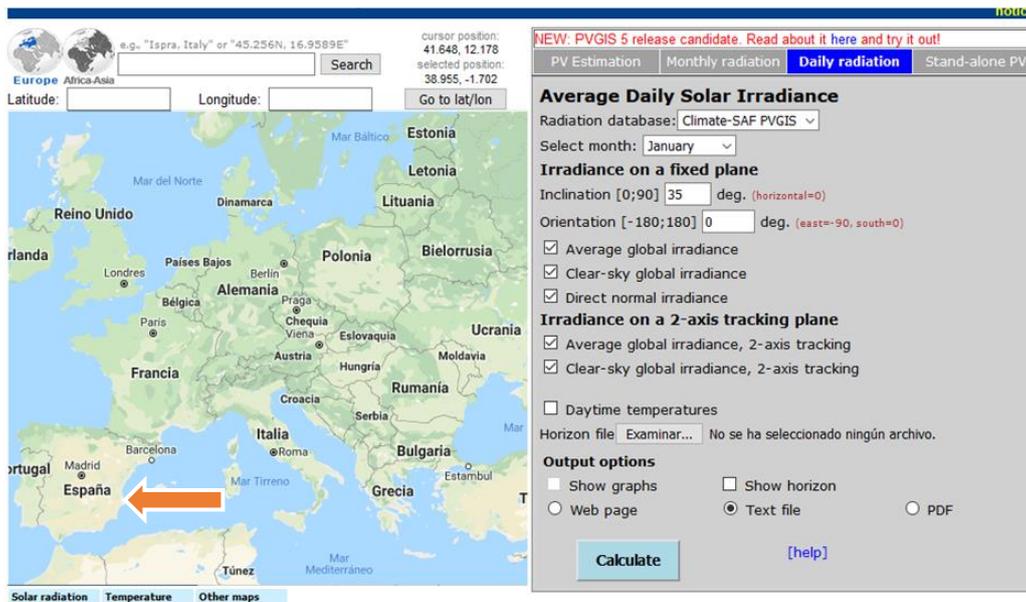


Figura 19. Software PVGIS. [19]

Hay que hacer notar que dado que las horas de los datos de consumo no coinciden con las horas de los datos de radiación solar, se ha efectuado un ajuste en los datos de generación para que dichos datos coincidan con las horas de consumo (Ver Anexo 2). Este ajuste se realiza a través del cálculo de la media de radiación por minuto en cada hora en función del número de datos que se visualicen en esa hora. De esta forma se obtiene un dato de radiación para cada intervalo horario. La radiación así obtenida no tiene en cuenta el rendimiento de la placa, por lo que asumiendo un rendimiento medio de un 20%, típico en las placa más avanzadas, se obtiene el dato de radiación real, i.e. la radiación aprovechada por la placa que se convierte en energía eléctrica. Los cálculos se obtienen considerando que cada placa tiene una dimensión de un metro cuadrado. En el Anexo 2 se muestran los resultados obtenidos para el mes de enero como ejemplo aunque se ha realizado la misma operación para cada mes del año.

Las siguientes figuras muestran los perfiles de generación solar. La Figura 20 muestra el valor instantáneo de la radiación, que se obtiene directamente del programa PVGIS. La Figura 21 muestra el perfil de generación obtenido a partir de ajustar los datos obtenidos por el programa a los datos de generación solar en cada hora.

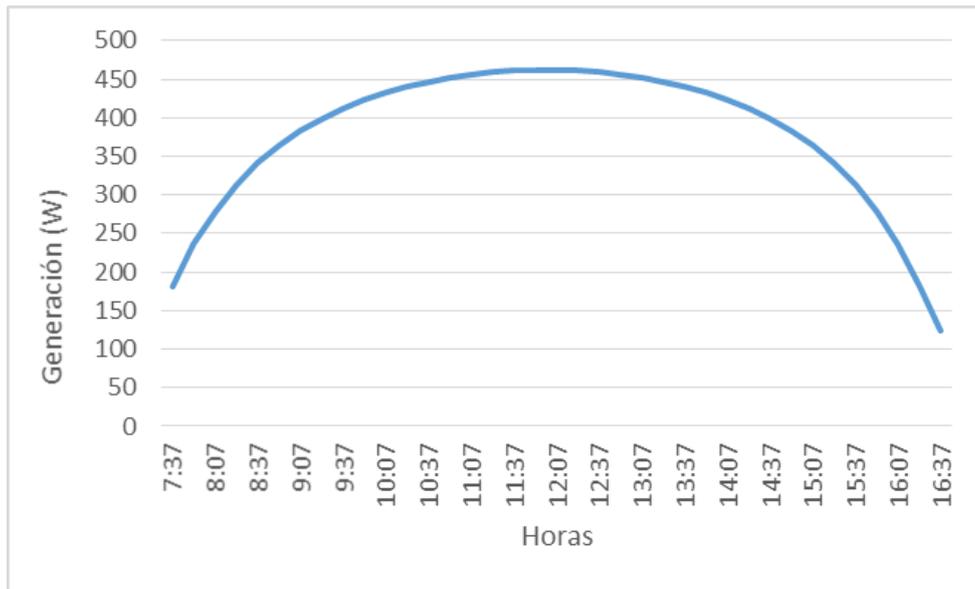


Figura 20. Valor instantáneo de la generación solar

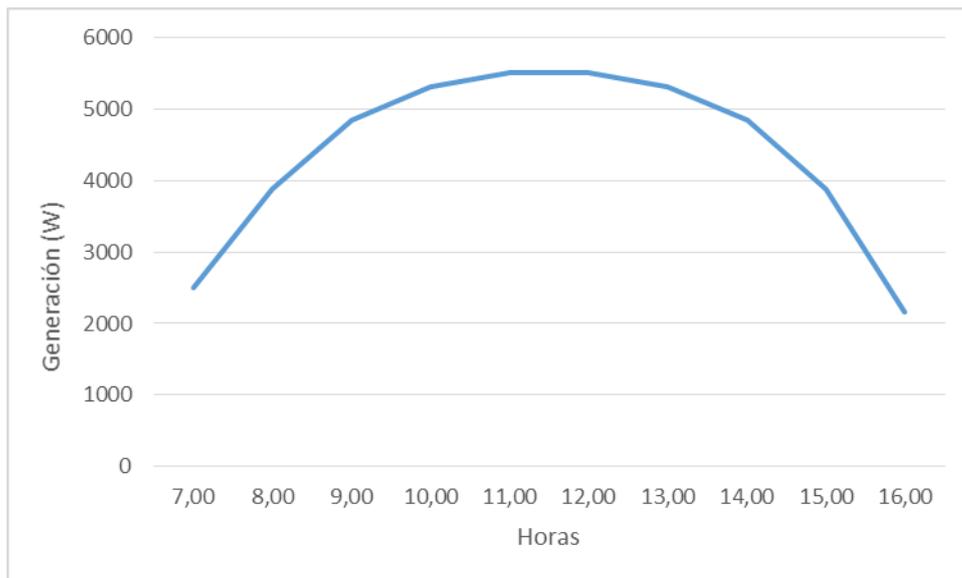


Figura 21. Valor acumulativo de la generación solar

### 3.2 Herramientas utilizadas

La principal herramienta utilizada en este proyecto es MATPOWER. MATPOWER es un paquete de archivos M de lenguaje Matlab de código abierto para resolver problemas de optimización y simulación de sistemas de energía de estado estacionario. La versión utilizada en MATPOWER es la versión 6.0 y la versión utilizada en MATLAB es la versión R2015b.

### 3.2.1 Método de cálculo

Existen diferentes métodos de estudio de los flujos de carga como: Gauss, Gauss-Siedel, método de desacoplado rápido o método en continua (DCLF). El método utilizado por *MATPOWER* y por tanto utilizado en este proyecto es el método de Newton-Raphson.

El método de Newton-Raphson es de tipo iterativo y linealiza las funciones en el punto de trabajo. Se puede obtener una solución precisa después de 4-6 iteraciones.

En cada uno de los nudos de un sistema eléctrico de potencia se deben conocer cuatro variables: magnitud y ángulo del voltaje del nudo y potencias activa y reactiva. Dado que se dispone de dos ecuaciones asociadas a la potencia activa y reactiva, se deben calcular las otras dos variables.

La potencia calculada en el nudo  $i$  se obtiene del producto entre la tensión del nudo y la corriente neta inyectada desde el nudo en la red. [20]

$$\overline{S}_{c_i} = P_{c_i} + jQ_{c_i} = \bar{V}_i \cdot (\bar{I}_i)^* = \bar{V}_i \cdot (\sum_j [\overline{Y}_{bus_{ij}} \cdot \bar{V}_j])^* \quad (2)$$

Desarrollando los productos dentro de los sumatorios y se separando la parte real de la parte imaginaria se obtienen las expresiones de las potencias calculadas, activa y reactiva.

$$P_{c_i}(\theta, V) = +V_i^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \quad (3)$$

$$Q_{c_i}(\theta, V) = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \quad (4)$$

Se representa el balance en los nudos entre la potencia especificada en generadores y cargas y la potencia calculada que se inyecta desde el nudo en la red. Dicha potencia es función de los módulos y argumentos de las tensiones de los nudos.

$$P_{e_i} - P_{c_i}(\theta, V) = P_{e_i} - [+V_i^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij})] \quad (5)$$

$$Q_{e_i} - Q_{c_i}(\theta, V) = Q_{e_i} - [-V_i^2 B_{ii} + \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})] \quad (6)$$

Estas ecuaciones se pueden expresar matricialmente como:

$$\begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix}^{(k-1)} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V/V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} MP \\ MQ \end{bmatrix}^{(k-1)} \quad (7)$$

La matriz Jacobiana está formada por cuatro submatrices, correspondientes a las derivadas de las potencias calculadas con respecto de las tensiones.

<b>JP<math>\theta</math></b>	$J_{P\theta_{ii}} = \frac{\partial P_{c_i}}{\partial \theta_i} = -\sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \text{sen } \theta_{ij} - B_{ij} \text{cos } \theta_{ij})$	$-Q_{c_i} - V_i^2 B_{ii}$
	$J_{P\theta_{ij}} = \frac{\partial P_{c_i}}{\partial \theta_j} = +V_i V_j (G_{ij} \text{sen } \theta_{ij} - B_{ij} \text{cos } \theta_{ij})$	$+J_{QV_{ij}}$
<b>JPV</b>	$J_{PV_{ii}} = V_i \cdot \frac{\partial P_{c_i}}{\partial V_i} = +2V_i^2 G_{ii} + \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \text{cos } \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen } \theta_{ij})$	$+P_{c_i} + V_i^2 G_{ii}$
	$J_{PV_{ij}} = V_j \cdot \frac{\partial P_{c_i}}{\partial V_j} = +V_i V_j (G_{ij} \text{cos } \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen } \theta_{ij})$	$-J_{Q\theta_{ij}}$
<b>JQ<math>\theta</math></b>	$J_{Q\theta_{ii}} = \frac{\partial Q_{c_i}}{\partial \theta_i} = +\sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \text{cos } \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen } \theta_{ij})$	$+P_{c_i} - V_i^2 G_{ii}$
	$J_{Q\theta_{ij}} = \frac{\partial Q_{c_i}}{\partial \theta_j} = -V_i V_j (G_{ij} \text{cos } \theta_{ij} + B_{ij} \text{sen } \theta_{ij})$	$-J_{PV_{ij}}$
<b>JQV</b>	$J_{QV_{ii}} = V_i \cdot \frac{\partial Q_{c_i}}{\partial V_i} = -2V_i^2 B_{ii} + \sum_{j \neq i} V_i V_j (G_{ij} \text{sen } \theta_{ij} - B_{ij} \text{cos } \theta_{ij})$	$+Q_{c_i} - V_i^2 B_{ii}$
	$J_{QV_{ij}} = V_j \cdot \frac{\partial Q_{c_i}}{\partial V_j} = +V_i V_j (G_{ij} \text{sen } \theta_{ij} - B_{ij} \text{cos } \theta_{ij})$	$+J_{P\theta_{ij}}$

Figura 22. Tabla de submatrices Jacobianas del flujo de cargas. [20]

Se inicia la solución del problema asignando valores iniciales a las incógnitas de modulo y fase de las tensiones. Partiendo del perfil plano, se asigna a los módulos de tensión la tensión del nudo balance (nudo swing) y a las fases de las tensiones se les asigna cero grados. En cada iteración se van obteniendo correcciones al sistema:

$$\theta^{(k)} = \theta^{(k-1)} + \Delta\theta ; V^{(k)} = V^{(k-1)} \cdot (1 + \Delta V/V) \quad (8)$$

Este proceso iterativo se detiene cuando se alcanza un valor de error aceptable. Hay que tener en cuenta que un método numérico nunca devuelve la solución del problema, sino un aproximación lo suficientemente buena de la misma como para considerarla válida.

MATPOWER realiza 10 iteraciones. En caso de que el resultado no alcance el valor de error aceptable, considerará que el cálculo no converge y que la simulación habrá fallado. [20]

### 3.2.2 Entrada de datos

MATPOWER presenta principalmente tres inputs de datos; ramas, cargas y generadores.

### 3.2.2.1 Ramas

Todas las líneas de transmisión y transformadores están modelados por un mismo modelo común. Este modelo consiste en una línea de transmisión  $\pi$  estándar con impedancia en serie  $z_s=r_s+jx_s$  y una susceptancia total  $bc$ . En serie a estos elementos hay un transformador, el cual está localizado al final de la rama. El transformador necesita los parámetros del ángulo de desfase y el “tap ratio”. [21].

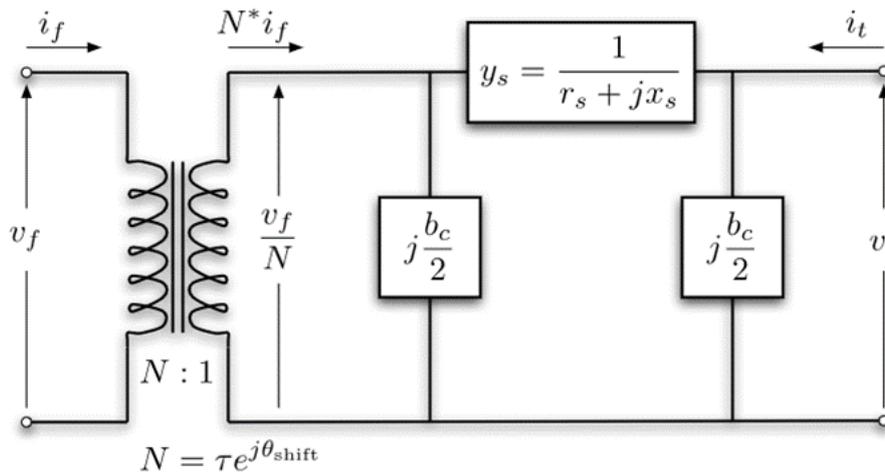


Figura 23. Modelo de línea. [21]

Los datos a introducir en MATPOWER para definir una rama se muestran en el Anexo 4.

A continuación se muestra un ejemplo de los datos que hay que introducir en MATPOWER para definir una rama. La primera línea no tiene transformador ya que *tap ratio* es cero, sin embargo, la segunda línea sí tiene transformador ya que *tap ratio* es distinto de cero. El transformador se encuentra en el nudo “from” de la línea, es decir, en el nudo desde el cual se encuentra conectada la línea.

<b>fbus</b>	<b>tbus</b>	<b>r</b>	<b>x</b>	<b>b</b>	<b>rA</b>	<b>rB</b>
291	4	0.2776	0.03471	0	0.1212	0.1212
1088	1064	0.046	0.16	0	0.25	0.25
<b>rC</b>	<b>rat</b>	<b>ang</b>	<b>status</b>	<b>angmin</b>	<b>angmax</b>	
0.1212	0	0	1	-360	360	
0.25	0.947303	0	1	-360	360	

Tabla 3. Datos a introducir para definir cada línea de tensión en MATPOWER.

### 3.2.2.2 Cargas

Las cargas de potencia constante se modelan como una cantidad específica de potencia activa y reactiva consumida en un bus. Para el bus  $i$ , la carga es: [21]

$$s_d^i = p_d^i + jq_d^i \quad (9)$$

Los datos a introducir en MATPOWER para definir las cargas se muestran en el Anexo 4.

A continuación se muestra un ejemplo de los datos que hay que introducir en MATPOWER para definir una carga. En este caso las cargas representan los puntos de consumo en la red (1165 puntos en total).

<b>bus_i</b>	<b>type</b>	<b>Pd</b>	<b>Qd</b>	<b>Gs</b>	<b>Bs</b>	<b>area</b>
2	1	0.00396	0.001188	0	0,000	1,000
57	1	0.01192	0.003576	0	0	1

<b>Vm</b>	<b>Va</b>	<b>baseKV</b>	<b>zone</b>	<b>Vmax</b>	<b>Vmin</b>
1,000	0,000	0.4	1,000	1.1	0.9
1	0	0.4	1	1.1	0.9

Tabla 4. Datos a introducir para definir cada carga en MATPOWER.

### 3.2.2.3 Generadores

Un generador se modela como una inyección de potencia aparente en un bus específico. Para el generador  $i$ , la inyección es: [21]

$$s_g^i = p_g^i + jq_g^i \quad (10)$$

Los datos a introducir en MATPOWER para definir los generadores se muestran en el Anexo 4.

A continuación se muestra un ejemplo de los datos que hay que introducir en MATPOWER para definir un generador. En esta red existe un único generador localizado el nudo 1.

<b>bus</b>	<b>Pg</b>	<b>Qg</b>	<b>Qmax</b>	<b>Qmin</b>	<b>Vg</b>	<b>mBase</b>	<b>status</b>	<b>Pmax</b>
1	0	0	1000	-1000	1.0	1	1	1000
57	1	0.01192	0.003576	0	0	1	1	0

<b>Pmin</b>	<b>Pc1</b>	<b>Pc2</b>	<b>Qc1min</b>	<b>Qc1max</b>	<b>Qc2min</b>	<b>Qc2max</b>	<b>ramp_agc</b>
0	0	0	0	0	0	0	0
0.4	1	1.1	0.9				

Tabla 5. Datos a introducir para definir un generador en MATPOWER.

### 3.2.3 Operativa de trabajo con MATPOWER

Los resultados de los distintos casos estudiados, se han ido recogiendo en una tabla. En cada fila se guardan los datos de cada hora y en cada columna se guardan los siguientes datos;

- Consumo total de potencia activa en esa hora en toda la red.
- Pérdidas óhmicas en esa hora en toda la red.
- Número de nudos con subtensión.
- Número de nudos con sobretensión.
- Número de líneas con potencia aparente mayor de 1 pu.
- Máximo valor de tensión en esa hora.
- Mínimo valor de tensión en esa hora.
- Valor de la tensión media durante esa hora.

A continuación se muestra un ejemplo de la tabla donde se recogen los resultados. Los resultados mostrados son de las horas 1 a la 7 del primer día del año en el caso de no haber FV ni baterías instaladas.

Horas	Consumo total	Pérdidas totales	Nº nudos subtensión	Nº nudos sobretensión	Nº líneas s>1	Tensión máxima	Tensión mínima	Tensión media
1	16,77	0,77	0,00	0,00	36,00	1,03	0,94	0,98
2	15,89	0,68	0,00	0,00	34,00	1,03	0,94	0,99
3	14,05	0,53	0,00	0,00	33,00	1,04	0,96	0,99
4	12,08	0,38	0,00	0,00	30,00	1,04	0,97	1,00
5	11,75	0,36	0,00	0,00	30,00	1,04	0,98	1,00
6	10,70	0,29	0,00	0,00	29,00	1,05	0,98	1,01
7	11,04	0,31	0,00	0,00	30,00	1,04	0,98	1,01

Tabla 6. Resumen resultados obtenidos en MATPOWER

En el programa de MATLAB, se ha realizado un bucle donde cada iteración es una hora y en cada hora se van guardando los datos de interés resultantes de converger el flujo de cargas. En caso de que en una hora no converja el flujo de cargas, todas las columnas de esa hora estarán asignadas con valor nulo. Según los distintos escenarios, la potencia demandada en cada hora será modificada de la siguiente forma:

- Penetración de energía FV en la red en función del parámetro k

$$Potencia\ demandada_{final} = Potencia\ demandada_{original} - k \cdot Potencia\ generada_{solar} \quad (11)$$

- Integración de baterías de capacidad variable: v

$$Potencia\ demandada_{final} = Potencia\ demandada_{original} - k \cdot Potencia\ generada_{solar} \pm v \cdot Potencia_{bateria}$$

(12)

La diferencia entre el sistema de baterías centralizado y descentralizado desde el punto de vista del programa, consiste en que en el sistema descentralizado la ecuación 15 afecta a todos los nudos de la red y en el sistema centralizado la ecuación 15 afecta únicamente al nudo 5 y todos los demás nudos se rigen por la ecuación 14.

La potencia demandada original se refiere a la potencia demanda en Albacete ajustada a la red de estudio.

Con esta metodología han sido recogidos todos los resultados evaluados y analizados en el apartado 4. A partir de estos análisis se pueden concluir determinados aspectos sobre la penetración de energía FV en una red de BT y MT y sobre la instalación de baterías en la misma.



## 4 Análisis de la integración de FV en redes de distribución

### 4.1 Análisis del comportamiento de las pérdidas óhmicas en la red

El análisis de pérdidas en la red se desarrolla teniendo en cuenta que ciertos parámetros son fijos, tales como, las características de la red de referencia o el perfil de demanda, de tal forma que la variable que determinará los resultados del estudio será el grado de penetración de energía FV según los objetivos señalados.

En primer lugar se establece el parámetro  $k$ , constante y creciente que construye a partir de unidades enteras, el nivel de penetración deseado de energía FV en la red. El valor de  $k$  indica el número de metros cuadrados de placas solares instalados en cada nudo de la red. Se considerará en todo momento que el número de metros cuadrados de placas solares instalados por nudo es similar.

En la Figura 24 se puede observar un detalle, para los primeros 15 días del año, del perfil de demanda considerado. Como se ha mencionado anteriormente, el perfil de demanda sin generación solar se obtiene para un valor de  $k=0$ . Para valores crecientes de  $k \geq 1$  se determina el nuevo perfil de demanda con generación solar en cada hora. Como se observa en el gráfico, durante las horas de generación solar, el perfil de demanda varía en función de  $k$ , de forma que la demanda máxima durante esas horas es inversamente proporcional al factor de penetración  $k$  e incluso llega a alcanzar valores negativos para valores de  $k$  mayores de 3. Estos valores de consumo negativo se traducen en que la energía FV generada por las placas solares, es mayor que la potencia demandada lo que implica inyección de energía sobrante en la red.

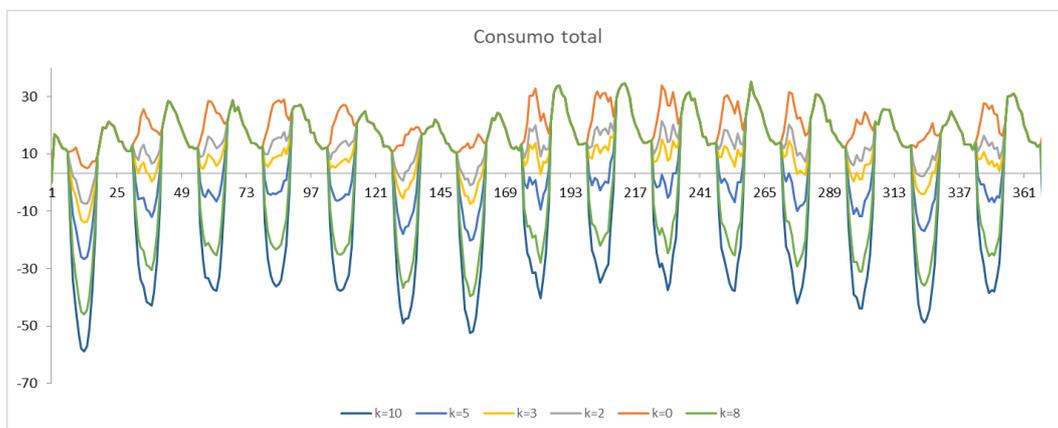


Figura 24. Perfil de demanda

De forma similar, la Figura 25 representa el perfil de generación solar durante los primeros 15 días del año como función de  $k$  mientras que la Figura 25 muestra la media de generación horaria también en función del factor  $k$ .

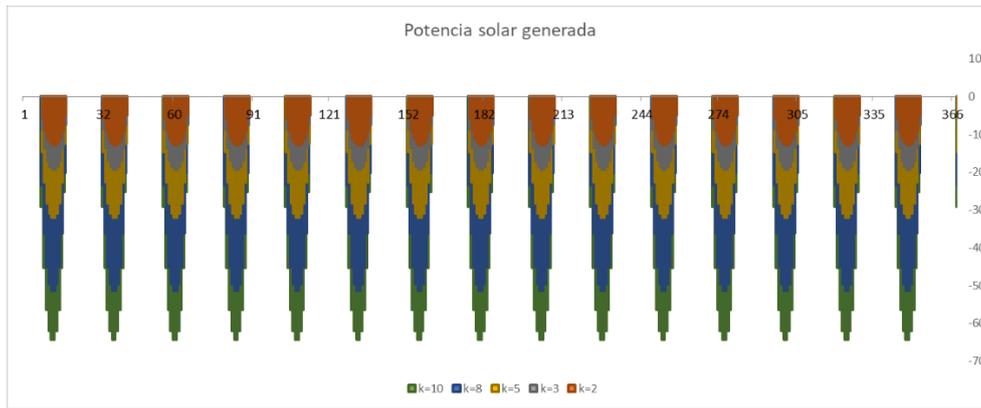


Figura 25. Potencia solar generada en función de k

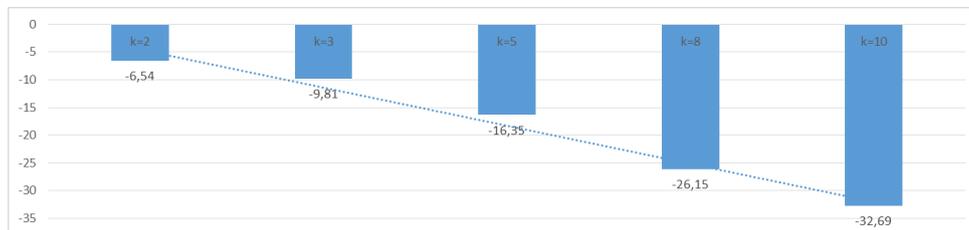


Figura 26. Media de la generación solar generada por hora según k

En la Figura 26 se puede comprobar cómo la relación entre generación solar y la superficie total de placas instaladas en la red que varía en función de k es aproximadamente lineal.

Es importante señalar que la selección de los factores k representados, i.e. un rango entre k=0 y k=10, se ha realizado considerando diversos factores de penetración a pesar de que puedan resultar en valores de operación posiblemente inviables. Sin embargo esto nos permite estudiar el comportamiento del sistema dentro un amplio abanico de opciones de penetración de FV.

En la Figura 27 se representa el perfil de demanda resultante (series sombreadas en azul) así como el nivel de pérdidas promedio (series sombreadas en gris) siempre en función del parámetro k.

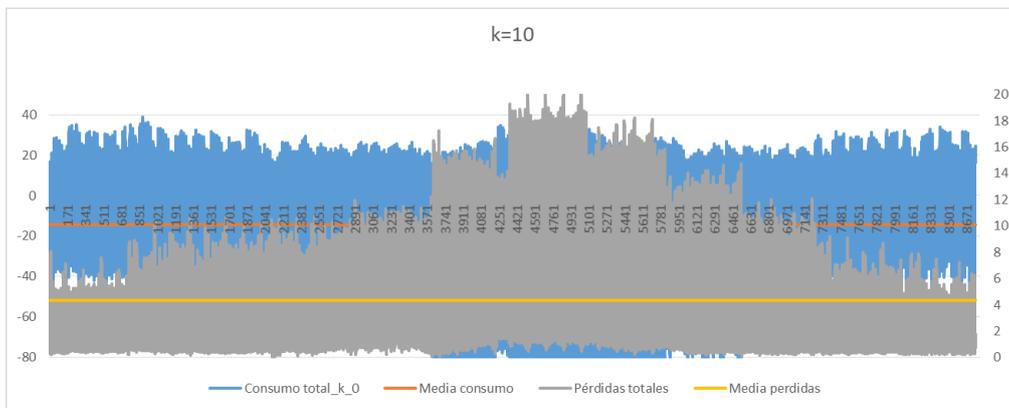
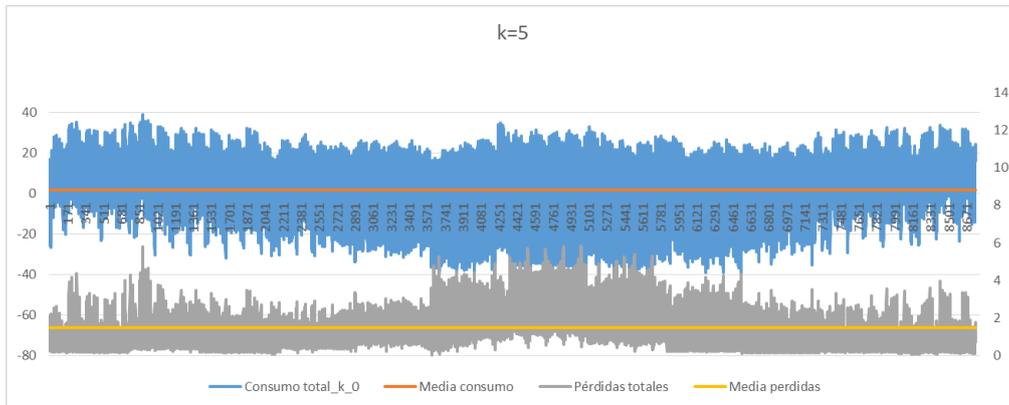
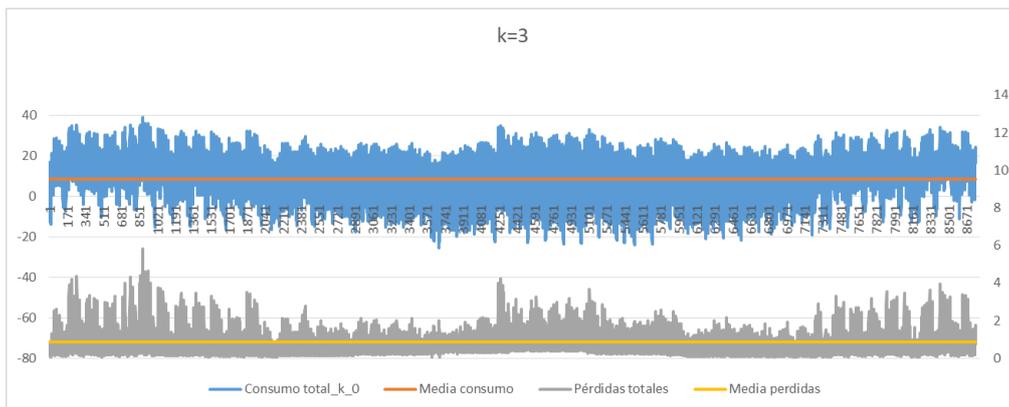
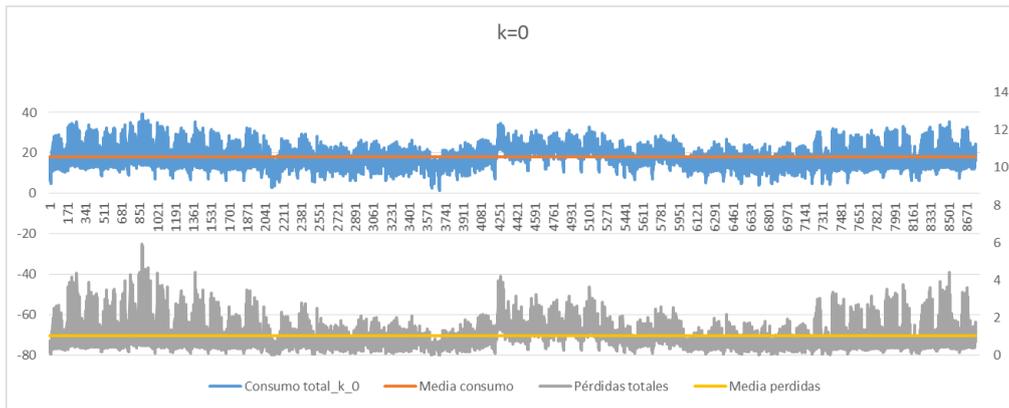


Figura 27. Perfiles de consumo y pérdidas en la red

Como se puede observar, a medida que aumenta el factor  $k$ , el consumo medio anual disminuye como resultado de la mayor potencia generada por las placas solares y para el caso de valores elevados de  $k$ , la potencia solar generada llega incluso a superar la potencia demandada, e.g. caso de  $k=10$ . También se puede observar como la cantidad de pérdidas en el sistema se mantiene en niveles similares para valores pequeños de  $k$  mientras que para valores altos, el valor medio de pérdidas se incrementa notablemente. En este sentido la Figura 28 muestra como la relación entre el factor  $k$  de penetración y el nivel de pérdidas no es lineal sino que presenta un mínimo para  $k=2$ . Este resultado es muy interesante y demuestra como altos factores de penetración suponen un incremento no lineal sino ligeramente cuadrático de las pérdidas en el sistema.

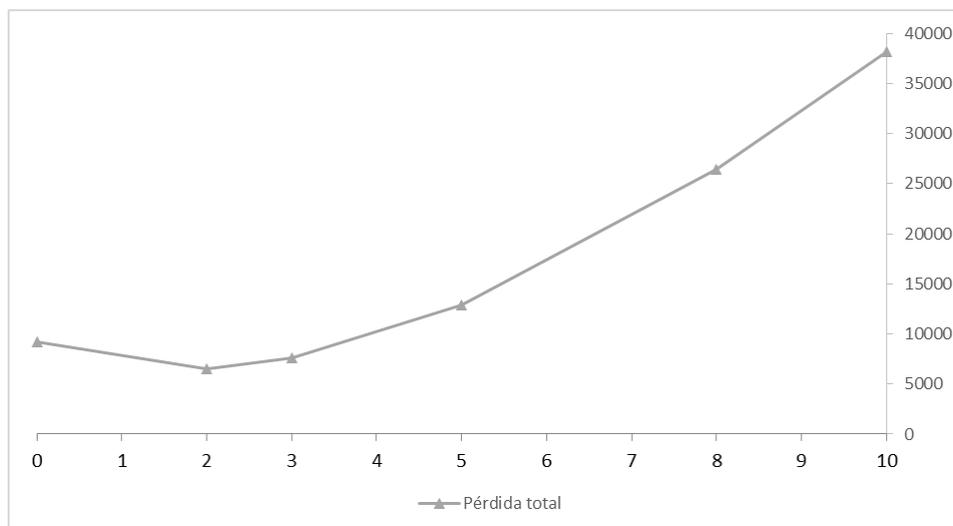


Figura 28. Pérdidas anuales (kW) en función de  $k$ . Nota: Las pérdidas óhmicas se evalúan con las pérdidas anuales, calculadas como la suma de las pérdidas de las 8760 horas del año para cada valor de  $k$ .

Examinando más en detalle la Figura 28, se observa como al principio de la curva las pérdidas disminuyen con valores crecientes de FV. Esta disminución se debe al creciente autoabastecimiento de potencia debido a las placas solares instaladas. Los consumidores pueden abastecerse parcial e incluso totalmente por los sistemas FV lo que hace que se requiera menos potencia desde la red central y consecuentemente se origine una disminución de pérdidas al haber menos flujo de potencia en circulación. Una vez alcanzado el punto mínimo de pérdidas, estas aumentan con la penetración creciente de FV. Este aumento se produce porque a determinados niveles de penetración, la potencia generada por las placas solares es mayor que la potencia demandada y por lo tanto, la potencia sobrante es inyectada a la red. Según aumenta la penetración, la potencia exportada a la red aumenta y consecuentemente las pérdidas aumentan también. Como se ha comentado anteriormente, se puede afirmar que existe un nivel determinado de penetración de FV óptimo para el que existe un nivel de pérdidas mínimo, en este caso  $k=2$ .

Considerando el nivel de penetración con  $k=2$ , las pérdidas anuales con respecto a la media del consumo anual resultan en un 2,57% frente a un 3,61% que presentan las pérdidas con un nivel de penetración de  $k=0$ , es decir sin instalar energía FV. Esto indica que con la instalación de

energía solar en la red, no solamente se pueden obtener beneficios desde el punto de vista medioambiental sino también desde el punto de vista técnico de operación.

Con relación al análisis de sobrecargas en la red, cabe destacar que la curva resultante de número de líneas con sobrecarga en función de los distintos niveles de penetración de FV presenta una gran similitud con la curva de pérdidas obtenida. En la Figura 28 se muestra la media horaria del número de líneas con sobrecarga en la red según los distintos valores de k.

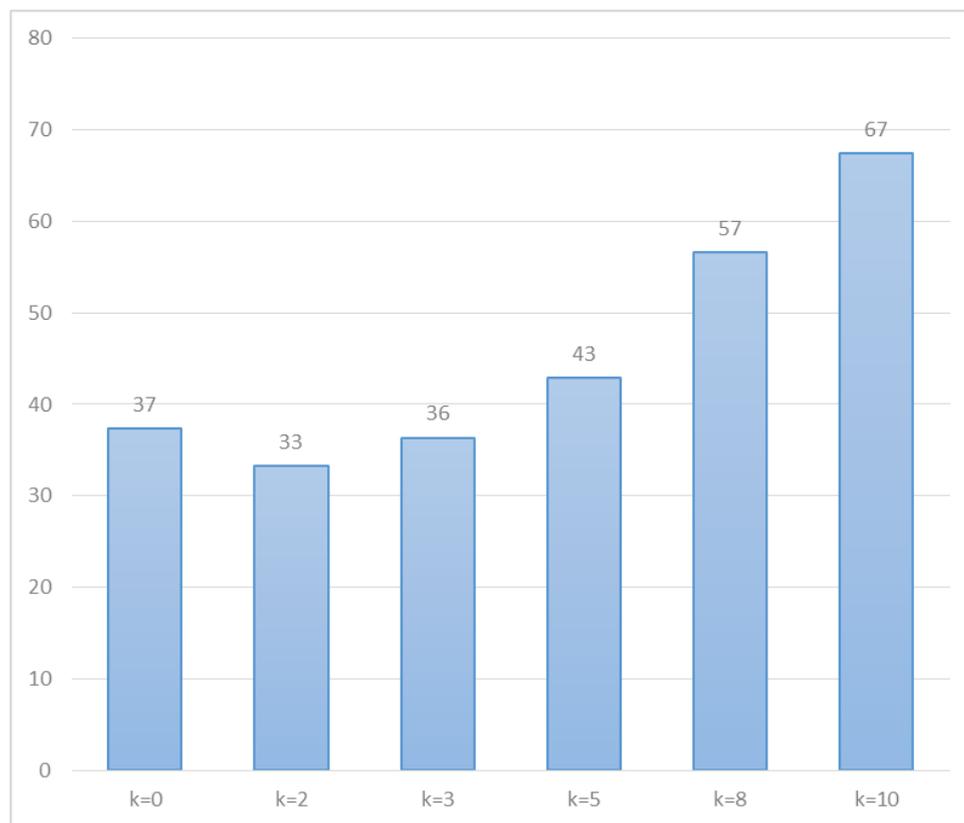


Figura 29. Media del número de líneas con sobrecarga

Como se puede observar, el mínimo número de líneas con sobrecarga se produce con  $k=2$ , lo que a su vez coincide con el punto mínimo de pérdidas en la red. Para el caso de  $k=2$ , el número de líneas con sobrecarga representa un 2,82% del total de líneas frente a un 3,16% de líneas con sobrecarga que se presentan para  $k=0$ . De forma similar a lo ya descrito anteriormente, esto es debido a la disminución de corriente por los conductores hasta un nivel de penetración de  $k=2$ . Sin embargo a partir de ese valor, los flujos netos aumentan debido al excedente de energía generada por las placas FV. Consecuentemente con el aumento de flujo de potencia por la red, aumenta el número de líneas con sobrecarga.

#### 4.2 Análisis del comportamiento del perfil de tensión en la red

La inestabilidad de la tensión en la red es una de las principales amenazas para la seguridad de operación de los sistemas eléctricos. La conexión de generación de energía renovable a la red, como es el caso de estudio, puede tener un impacto importante en la estabilidad de la tensión. Es más, uno de los factores altamente limitantes para la conexión de nueva capacidad renovable en los sistemas eléctricos en MT y BT es el número de sobretensiones ocasionadas en los nudos. En nuestro caso, la incorporación de nueva capacidad FV puede causar tanto desviaciones como fluctuaciones de tensión, pudiendo esto ocasionar tensiones no admisibles. [22]

En general se puede afirmar que la calidad de la tensión se ve afectada en gran medida por la intermitencia de la generación FV. Los cambios climáticos, por ejemplo, pueden provocar fluctuaciones de irradiación sobre las placas solares lo que puede provocar aumentos y desequilibrios importantes de tensión.

Asimismo y como se ha comentado anteriormente, en GD, altos niveles de penetración de FV, pueden ocasionar flujos de carga importantes en sentido opuesto al de generación tradicional lo que puede originar problemas técnicos adicionales tales como el aumento de pérdidas ya descrito, fluctuaciones de potencia y aumento de la tensión. [23]

Para entender mejor el comportamiento de la tensión, en la Figura 30 se muestra para cada nudo y en una hora cualquiera (en este caso la hora 9 del primer día del año), el nivel de tensión para distintos niveles de penetración de FV.

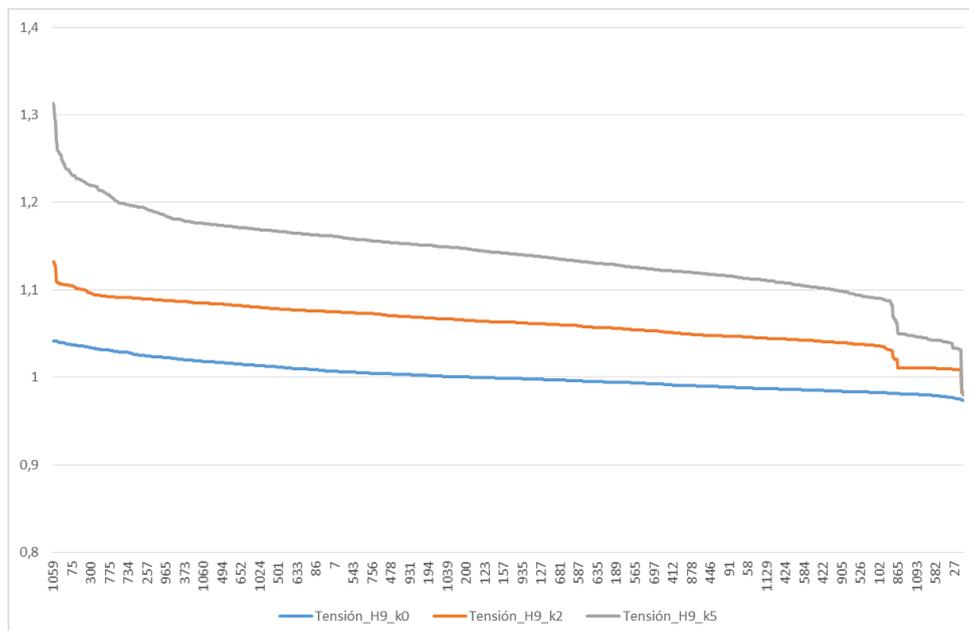


Figura 30. Tensión en los nudos en la hora 9 del día 01-01-18.

En sistemas radiales, como es el caso de la red analizada en el proyecto, el perfil de tensiones presenta un comportamiento monótono decreciente desde el centro de transformación hasta los consumidores [24]. Esta caída de tensión se debe principalmente a las impedancias de las líneas entre el transformador y los nudos finales. Como se puede observar en la Figura 30, con la incorporación de sistemas FV en la red, las tensiones de los nudos aumentan conforme

aumenta la penetración de FV. Este aumento de tensión se debe a la inyección de potencia en la red y a la debilidad de las redes de distribución (baja relación X/R). Cuando se inyecta potencia en la red, el sentido de la intensidad por las redes se invierte. De esta forma, la caída de tensión en las líneas se suma a la tensión del generador principal, aumentando así la tensión en los nudos finales. Cuanto mayor sea la potencia inyectada en la red, mayor será la intensidad que atraviese las líneas, mayor será la caída de tensión en las líneas y por tanto mayor será la tensión de los nudos. [25]

Por otro lado, la baja relación entre la impedancia y la resistencia de la línea (X/R) que presentan las líneas de la red de trabajo, por ejemplo, la línea 1 presenta una relación de  $X/R=0,125$ , hace que la tensión esté regulada por la potencia activa en su mayor parte. Este hecho hace que la potencia reactiva no tenga apenas influencia en la regulación de tensión y por tanto las sobretensiones no puedan ser evitadas a la hora de inyectar potencia activa adicional a la red suministrada a través de las placas fotovoltaicas [26] [27].

Respecto al número de nudos con sobretensión, como puede verse en la Figura 31, al aumentar el valor de k, i.e. la penetración de FV en la red, el número de nudos con sobretensión en cada hora también aumenta. Para valores mayores de  $k=3$ , el número de nudos con sobretensión es muy elevado, llegando a superar el 35% de nudos con sobretensión de media horaria. Situaciones así no serían admisibles ya que implicaría un número de horas en las que se supera el 80% de nudos con sobretensión.

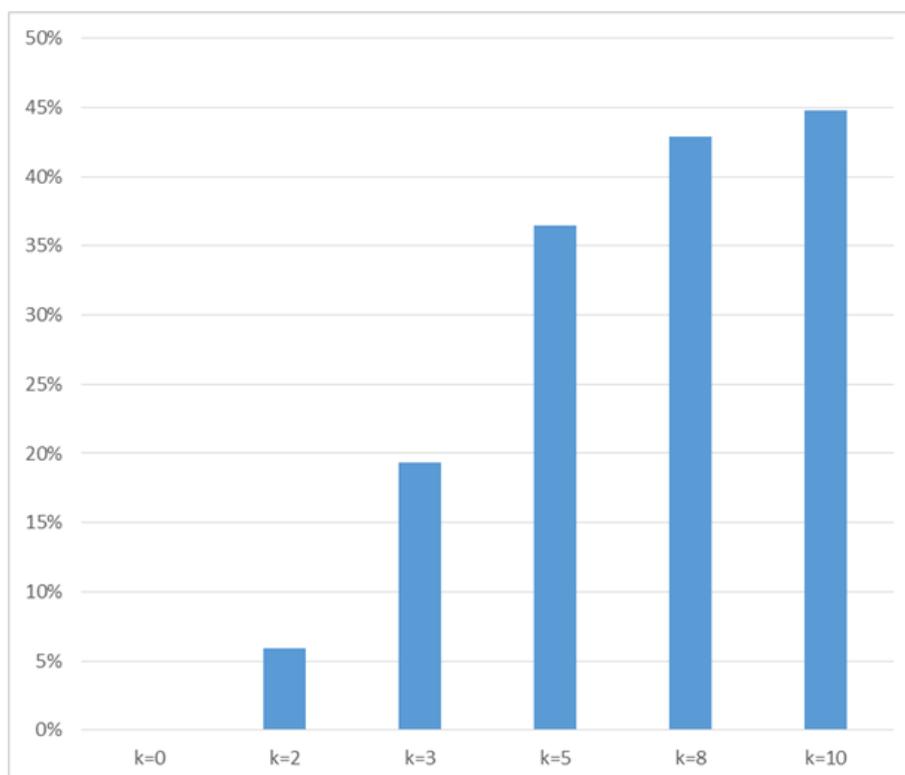


Figura 31. Porcentaje de nudos con sobretensión por hora en función de k.

En Figura 32 se representa el número de nudos con sobretensión en el primer día del año 2018. Como se puede observar, como se ha comentado antes, se produce un aumento significativo de nudos con sobretensión para valores mayores de  $k=3$ .

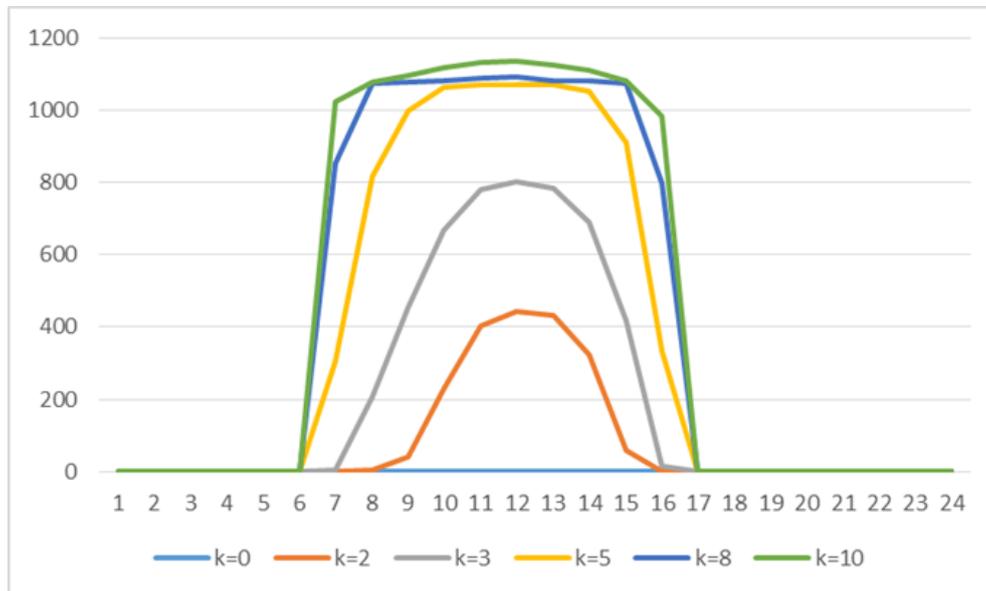


Figura 32. Número de nudos con sobretensión el día 1-1-18.

En relación a la operativa de la red, se puede afirmar que con penetración creciente de FV, el funcionamiento de la red queda alterado de forma importante sobre todo debido a los flujos de potencia bidireccionales. Aunque tradicionalmente la tensión en redes de transmisión y distribución se regula mediante el envío de potencia activa y reactiva desde plantas centralizadas e independientes, i.e. utilizando los generadores, baterías de condensadores, transformadores con tomas, etc., la regulación de potencia reactiva para mantener las tensiones dentro de los límites con FV no es posible.

La inyección de potencia en la red ocurre cuando la generación FV es mayor que la demanda, lógicamente durante periodos de alta generación solar. En la Figura 33 se puede ver cómo aumenta el número de nudos con sobretensión en función de la penetración de FV en la red durante todo el periodo anual analizado.

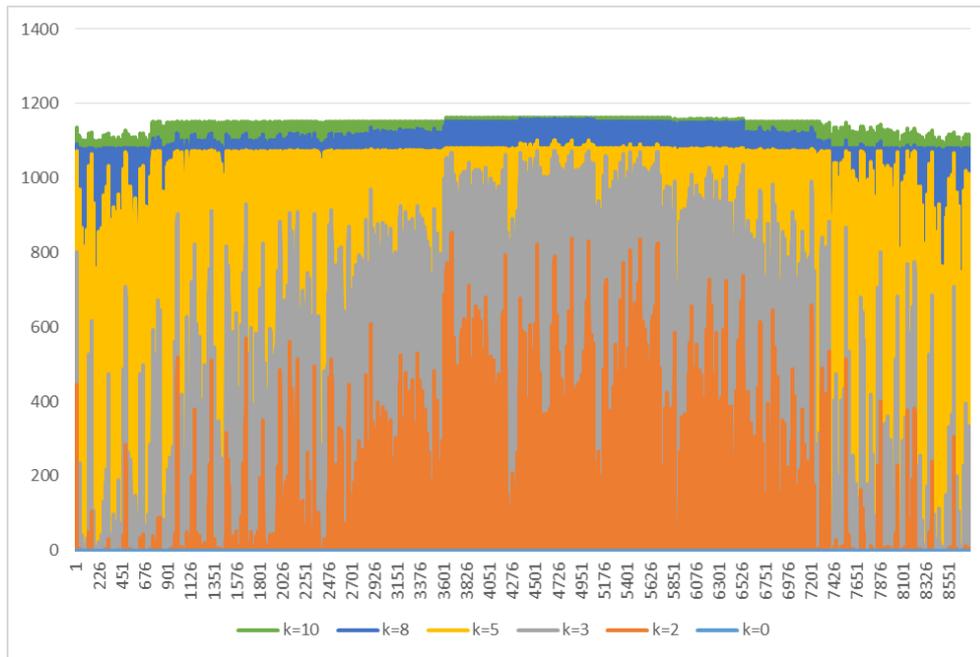


Figura 33. Número de nudos con sobretensión por horas en el año 2018.

Como se puede observar, el número de nudos con sobretensión más elevado se produce hacia mediados de año aproximadamente, coincidiendo con los meses de verano. Esto se debe a que en verano la generación de energía solar es mayor y por lo tanto la potencia solar generada puede superar ampliamente la demandada con el aumento de nudos bajo sobretensión.

En la Figura 34 se representa la magnitud de máxima tensión alcanzada por los nudos en un año para cada nivel de penetración. Como se puede observar, la tensión máxima aumenta con el aumento del factor k. A partir de k=6 aproximadamente, se llegan a alcanzar unos valores de tensión que se consideran extremos, i.e. sobretensiones mayores de 1,2 p.u.

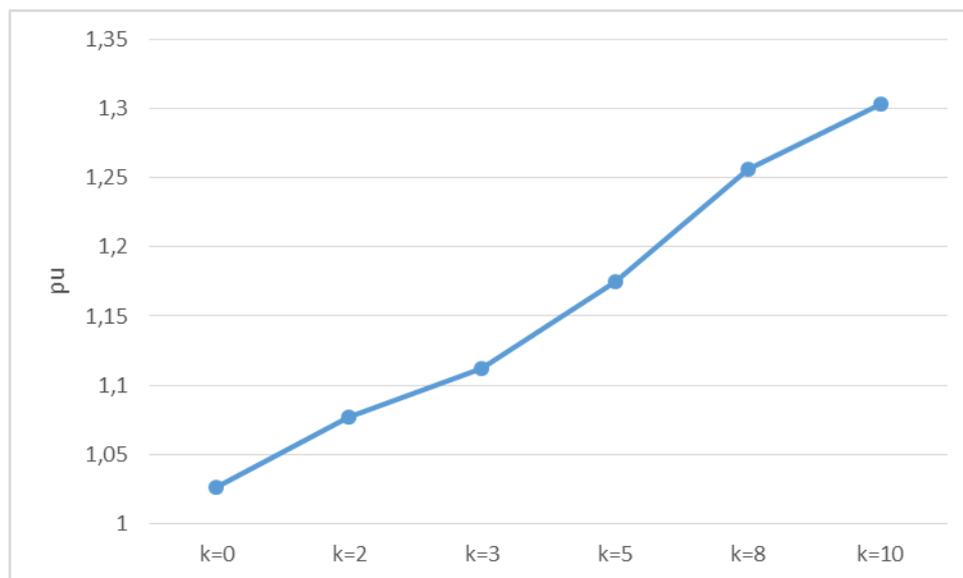


Figura 34. Tensiones máximas



## 5 Análisis de la instalación de baterías en la red

### 5.1 Introducción

El uso de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica se presenta como una de las soluciones a los problemas que surgen con la incorporación de FV a la red, entre ellos, aumento de pérdidas óhmicas y alteración del perfil de tensión. De esta forma, la instalación de baterías permitiría un mejor control sobre la inyección de potencia FV excedente en la red y a su vez reducir los picos de inyección y los problemas de sobretensión que estos conllevan [28].

Para el estudio de la instalación de baterías en la red, se ha considerado el parámetro  $k$  constante e igual a 2 para todos los casos de análisis. Esta decisión se toma al ser  $k=2$  el índice de penetración que implica una máxima cantidad de FV a instalar en la red sin afectar excesivamente la operación del sistema. Como se ha comentado anteriormente, para este nivel de penetración se consiguen unas pérdidas mínimas en toda la red y además el número de nudos con sobretensión en ningún momento del año supera niveles elevados. [29]

Una vez fijado el índice  $k$ , se analiza la evolución de las dos variables de referencia, i.e. pérdidas óhmicas y variación del perfil de tensiones durante tres días característicos del año. Se han considerado como días característicos, dos días representativos de las condiciones extremas, i.e. días de consumo máximo y mínimo así como el día representativo del consumo medio anual.

Estos días son los siguientes:

- Día de consumo medio – **24/08/18**. La media demandada este día fue de 28.740,00 kW. (Media anual: 29.008,75 kW)

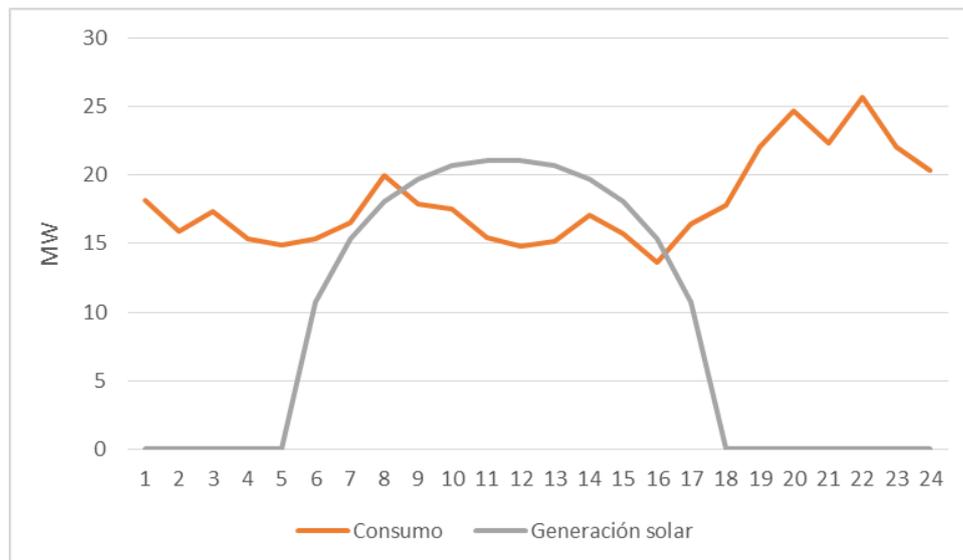


Figura 35. Perfil de un día de consumo medio

- Día de máximo consumo - **06/02/18**. Este día contiene la hora de máximo consumo en todo el año 2018. La demanda fue de 62.770,00 kW.

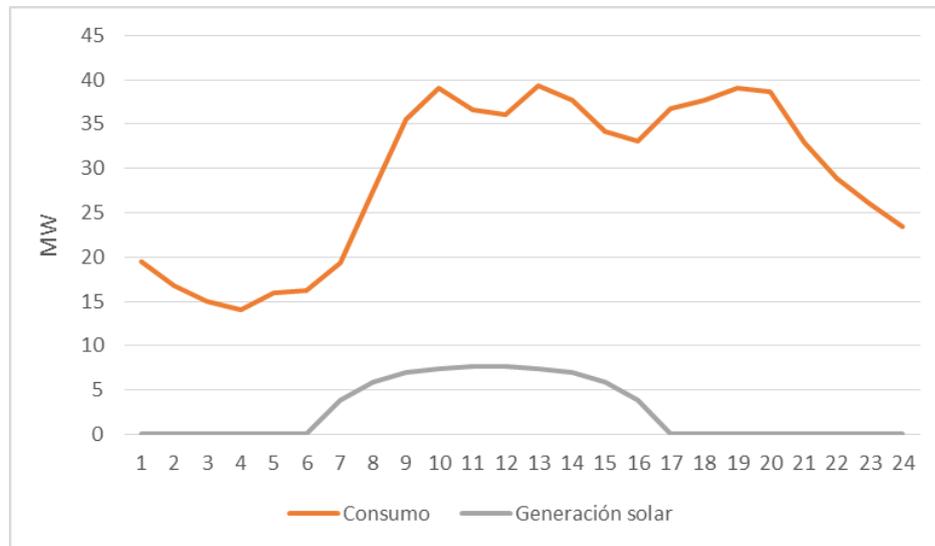


Figura 36. Perfil del día de máximo consumo.

- Día de mínimo consumo - **03/06/18**. Este día contiene la hora de mínimo consumo en todo el año 2018. La demanda fue de 2.204,00 kW.

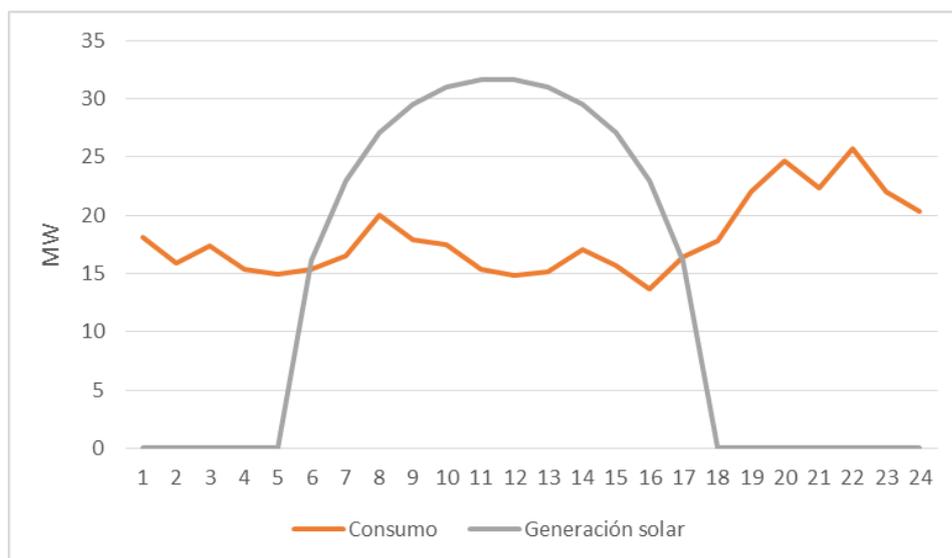


Figura 37. Perfil del día de mínimo consumo

Para cada día elegido, se estudian 4 escenarios diferentes en función de la capacidad de la batería instalada para lo que se crea una nueva variable que representa la capacidad de baterías a lo largo del estudio, i.e. variable  $v$ . Con estas premisas, a continuación se selecciona la mejor opción considerando dos soluciones al problema: a) instalación de baterías en un sistema descentralizado o centralizado y b) óptima capacidad de batería a instalar en el sistema para cada día.

## 5.2 Análisis de escenarios y proceso de cálculo

Dentro de cada uno de los 4 escenarios de capacidad de baterías considerados, se analizan dos situaciones diferentes: por un lado el caso de la batería en proceso de carga (cuando el consumo es menor que la generación FV) y por otro lado el caso en proceso de descarga (cuando el consumo es mayor que la generación FV).

Cuando la batería está en carga, el balance de potencia en cada nodo se puede expresar como:

$$Potencia_{demanda} - Potencia_{gen.solar} + Potencia_{batería} \quad (13)$$

Y en este caso la demanda total en el nodo aumenta.

Por el contrario, cuando la batería se descarga, el balance de potencia en cada nodo se expresa como:

$$Potencia_{demanda} - Potencia_{gen.solar} - Potencia_{batería} \quad (14)$$

Y en esta situación la generación total en el nodo aumenta actuando la batería como generador.

En los esquemas mostrados en la Figura 38 se representa el sentido de la potencia en función de la relación consumo- generación solar. Claramente cuando el consumo es mayor que la generación solar, la potencia va en el sentido de la red al nodo y cuando el consumo es menor que la generación solar, la potencia va en el sentido del nodo a la red.

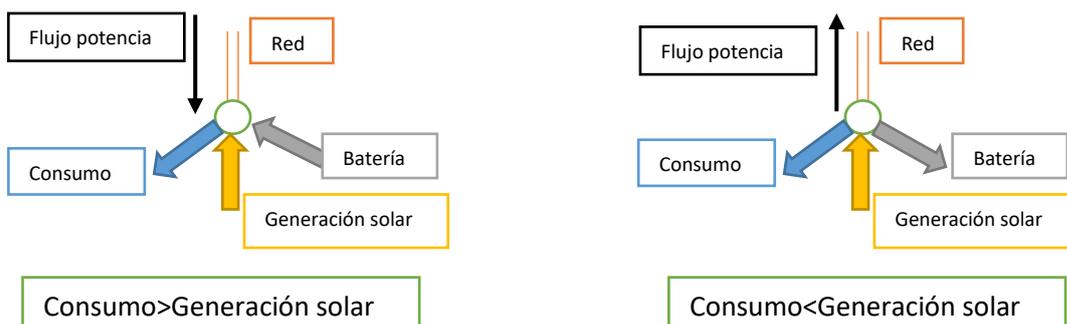


Figura 38. Flujos de potencia en función del funcionamiento de la batería

En los siguientes casos de estudio, se ha considerado que cuando la potencia demandada es mayor que la potencia generada por las placas fotovoltaicas, las baterías se encuentran en proceso de descarga, lo que implica que lleva signo negativo como se describe en la ecuación (13). Cuando la potencia solar generada sea mayor que el consumo, las baterías estarán en proceso de carga, cumpliendo la ecuación (12).

En la Tabla 7 se muestra numéricamente un ejemplo del comportamiento real de una batería por nodo de capacidad  $v=0,1\text{kWh}$  (día de consumo mínimo), a través de la relación demanda-generación solar con referencia al caso de no instalación de baterías ( $v=0$ ). Se puede observar, de 6h a 17h la batería se encuentra en proceso de carga al ser el consumo negativo, i.e. generación solar mayor que la demanda y por tanto se aprovecha la potencia excedente para cargar las baterías y así disminuir el flujo de potencia de inyección a la red. Asimismo, de 1h a 5h y de 18h a 24h, las baterías se encuentran en proceso de descarga: en estas horas no hay generación solar por lo que las baterías actúan como generadores aportando la potencia acumulada durante las horas de sol a los consumidores y disminuyendo de esta forma el flujo de potencia de la red a los nudos.

Hora	v=0	Descarga		Carga		Real	
	Consumo	Consumo	Pérdidas	Consumo	Pérdidas	Consumo	Pérdidas
1	12,33	12,21	0,39	12,45	0,40	12,21	0,39
2	11,58	11,46	0,34	11,69	0,35	11,46	0,34
3	9,78	9,67	0,24	9,90	0,25	9,67	0,24
4	9,19	9,07	0,21	9,30	0,22	9,07	0,21
5	9,57	9,46	0,23	9,69	0,24	9,46	0,23
6	-3,51	-3,62	0,04	-3,39	0,03	-3,39	0,03
7	-6,02	-6,13	0,08	-5,90	0,07	-5,90	0,07
8	-9,60	-9,72	0,16	-9,48	0,16	-9,48	0,16
9	-10,95	-11,07	0,21	-10,83	0,20	-10,83	0,20
10	-12,82	-12,94	0,28	-12,70	0,27	-12,70	0,27
11	-15,18	-15,29	0,38	-15,06	0,37	-15,06	0,37
12	-15,61	-15,73	0,41	-15,49	0,39	-15,49	0,39
13	-15,66	-15,78	0,41	-15,55	0,40	-15,55	0,40
14	-14,22	-14,33	0,34	-14,10	0,33	-14,10	0,33
15	-14,42	-14,54	0,35	-14,31	0,34	-14,31	0,34
16	-13,98	-14,09	0,33	-13,86	0,32	-13,86	0,32
17	-9,75	-9,87	0,16	-9,64	0,16	-9,64	0,16
18	5,09	4,98	0,06	5,21	0,07	4,98	0,06
19	7,29	7,17	0,13	7,40	0,14	7,17	0,13
20	9,88	9,76	0,24	9,99	0,25	9,76	0,24
21	13,38	13,26	0,47	13,50	0,48	13,26	0,47
22	16,85	16,73	0,77	16,96	0,79	16,73	0,77
23	15,14	15,02	0,61	15,26	0,62	15,02	0,61
24	13,08	12,97	0,44	13,20	0,46	12,97	0,44

Tabla 7. Instalación de baterías descentralizadas de 0,1kWh de capacidad el día de mínimo consumo

Con el fin de planificar el análisis de los dos escenarios considerados, i.e. sistema descentralizado y centralizado el proceso de análisis se plantea de forma escalonada según la siguiente secuencia:

- a) Elección del día (Consumo medio, mínimo y máximo).
- b) Análisis de 4 factores específicos: pérdidas, líneas con sobrecarga y nudos con sobretensión y con subtensión para cada valor de  $v$ , i.e.  $v=0$ ,  $v=0,1$ ,  $v=1$  y  $v=10$ . Como resultado del análisis se elige la capacidad de batería optimizada teniendo en cuenta los 4 factores.
- c) Descripción resumen de las ventajas del sistema de baterías elegido según b para el estudio de sobretensiones y subtensiones. Se representan 3 casos: caso base: sin FV sin baterías, con FV ( $k=2$ ) sin baterías y con FV ( $k=2$ ) con baterías (solución optimizada).

### 5.3 Sistema de baterías descentralizado

En un sistema de baterías altamente descentralizado se asume la operación individualizada de los dispositivos de almacenamiento instalados en cada nodo. Por ello, se plantea la instalación de una batería en cada uno de los nodos de la red y por simplicidad de cálculo se considerará que la capacidad de las baterías, representada por la variable  $v$ , es igual para cada una de ellas.

#### 5.3.1 Día de consumo medio. 24/08/18

Como se puede observar en la Figura 35, para este día, la generación solar supera la demanda entre las 9h y las 16h. En este intervalo de horas, las baterías se encontrarán en proceso de carga. En el resto de las horas las baterías se descargan.

En la Figura 39 se representa el nivel de pérdidas para cada valor de  $v$  a lo largo del día. Como sería de esperar, durante las horas de descarga, los nudos alimentados por baterías, demandarán menos potencia de la red y con ello las pérdidas en la red se reducen. El aumento del factor  $v$  implica además menores pérdidas. Como se puede observar, en determinadas horas del día coincidiendo con la fase de descarga, las pérdidas son menores al considerar capacidades de batería más elevadas debido a la menor necesidad de potencia de la red, i.e. menores pérdidas con  $v=10$  kWh que con  $v=0,1$  kWh entre las 1-6 y 18-24 horas.

Sin embargo durante la fase de carga, la operativa de almacenamiento en las baterías interfiere directamente con el balance entre la demanda del sistema la generación solar disponible. Si para el caso de generación solar sin baterías existe una curva de pérdidas variable con el exceso de generación sobre la demanda (línea azul), la instalación de baterías supone un cambio en esta dinámica:

- a) Hasta un capacidad  $v=1$ , las pérdidas disminuyen en función del aumento de  $v$  ya que disminuye la cantidad de potencia inyectada a la red.

- b) Sin embargo para capacidades de baterías más elevadas, por ejemplo para  $v=10$ , las pérdidas aumentan al no haber potencia solar disponible y necesitar flujo de red para cargar las baterías.

En general se puede afirmar que siempre habrá un tamaño de batería óptimo para el funcionamiento en horas de sol que no será excesivamente grande para no penalizar las pérdidas. Sin embargo y a pesar de los inconvenientes de las baterías de mayor capacidad, se puede afirmar que a mayor capacidad de batería, menor media diaria de pérdidas en conjunto considerando adicionalmente el abastecimiento eficiente de los consumidores con energía solar durante todas las horas del día, incluso en ausencia de radiación solar.

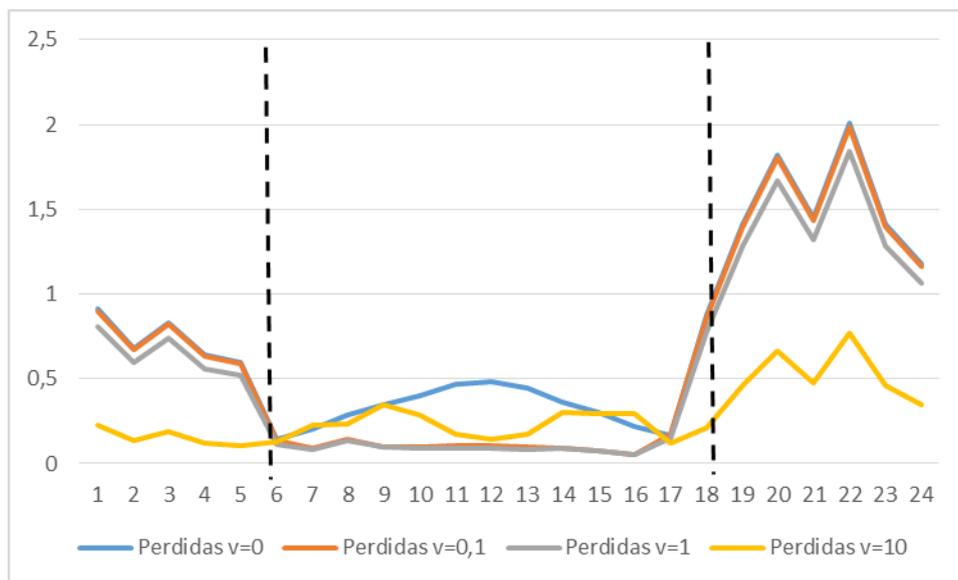


Figura 39. Pérdidas en función de  $v$  el día de consumo medio con sistema descentralizado.

La Figura 40 representa el número de líneas con sobrecarga en función de  $v$ , que se rige por los mismos principios que las pérdidas en la red, i.e. mayores pérdidas durante la fase de carga de baterías, implican mayor flujo de carga por las líneas y por lo tanto mayor número de líneas con sobrecarga.

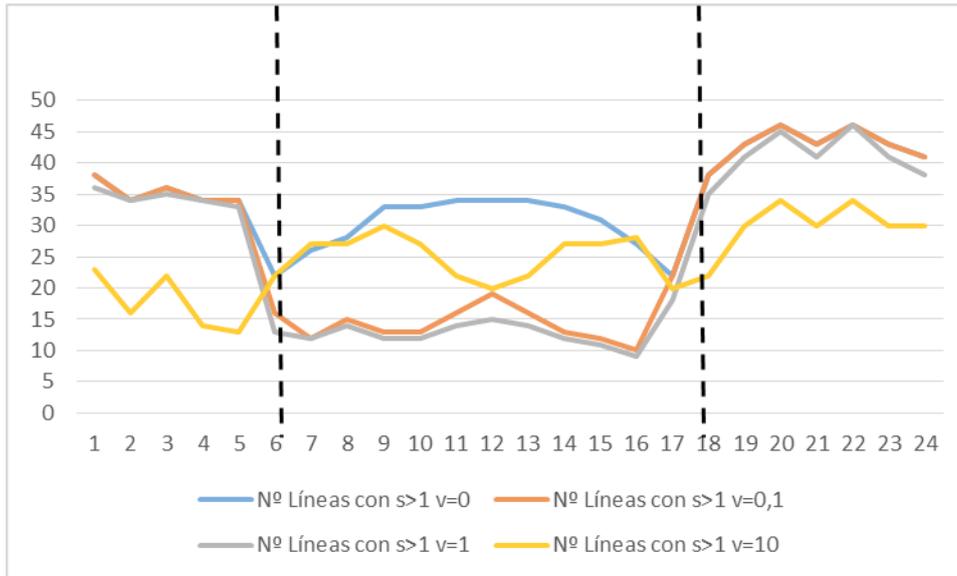


Figura 40. Número de líneas con sobrecarga en función de v el día de consumo medio con sistema descentralizado.

La Figura 41 representa en tercer lugar el número de nudos con sobretensión en función de v.

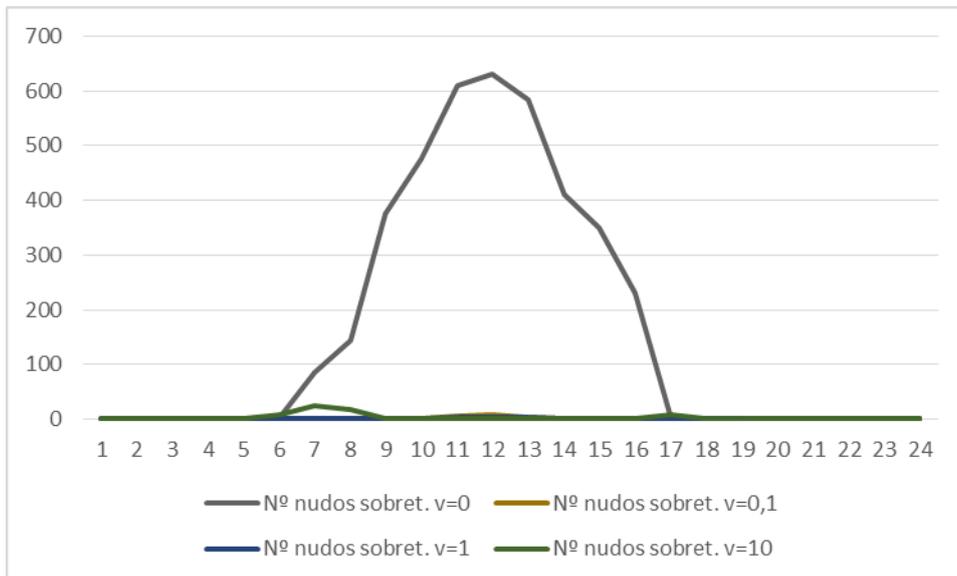


Figura 41. Número de nudos con sobretensión en función de v el día de consumo medio con sistema descentralizado.

Como puede observarse en la Figura 41, el número de nudos con sobretensión que surge al incorporar energía FV en la red es máximo en ausencia de baterías (línea gris para  $v=0$ ) y se reduce e incluso se puede llegar a suprimir con la instalación de baterías. Como se puede observar en la figura, con la instalación de baterías de 0,1 kWh y 1 kWh no hay ningún nudo en la red con sobretensión pero con la de 10 kWh surgen algunos, esto se debe a que la potencia acumulada en la batería supera la demanda en horas de descarga y se acaba inyectando esa

potencia excedente en la red. Este número de nudos con sobretensión es menor del 5% del total de nudos por lo que no se considera un problema.

En relación a los efectos de la instalación de baterías sobre la subtensión, la Figura 42, según aumenta la capacidad de la batería los nudos con subtensión incluso desaparecen para  $v=10$ .

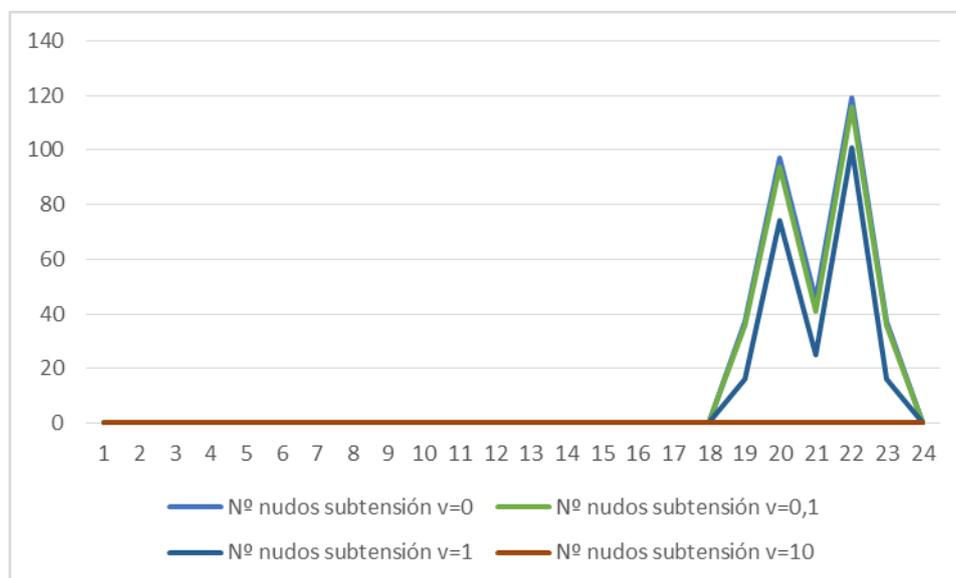


Figura 42. Numero de nudos con subtensión el día de consumo medio con sistema descentralizado

La Tabla 8 muestra que la batería óptima es la de  $v=10$  kWh. A pesar de que el número de nudos con sobretensión sea menor para  $v=1$  kWh, el resto de características son mejores para una capacidad de 10 kWh.

	v=0	v=1	v=10	v=100
Pérdidas medias en un día (MWh)	0,735	0,622	0,567	0,287
Nº nudos con sobretensión totales en un día	3901	22	12	57
Nº nudos con subtensión totales en un día	335	323	232	0
Nº Líneas con $s>1$ totales en un día	833	653	615	597

Tabla 8. Resultados obtenidos en función de v el día de consumo medio con sistema descentralizado

Como resumen del análisis para el día de consumo medio, vemos lo siguiente:

- Sobretensión: la Figura 43 muestra que los problemas de sobretensión que surgen con la incorporación de FV sin baterías se solucionan con la instalación de baterías adecuadas que no solo absorben la energía excedente generada durante el día para exportarla durante la noche sino que reducen los problemas de sobretensión durante el día.

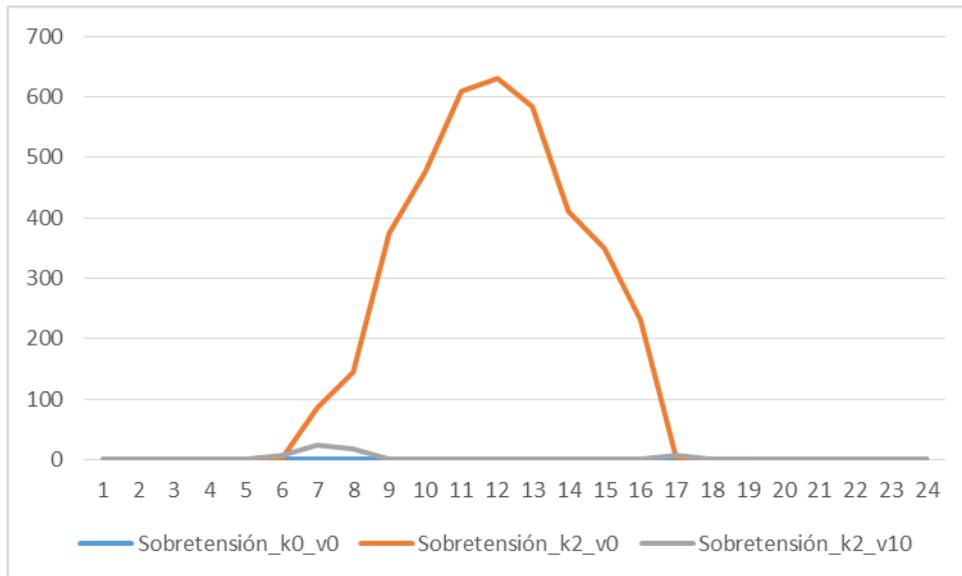


Figura 43. Numero de nudos con sobretensión el día de consumo medio con sistema descentralizado

- Subtensión: la Figura 44 muestra que los problemas de subtensión que surgen tanto en el caso de no penetración de FV, como en el caso de penetración de FV (son los mismos ya que ocurren en horas de no generación solar), se solucionan con la incorporación de baterías en la red. Esto es debido a que en horas de no generación solar, las baterías se encuentran en proceso de descarga y abastecen a los nudos con la potencia acumulada en ellas de tal forma que la potencia demandada a la red disminuye y con ello las caídas de tensión en las líneas.

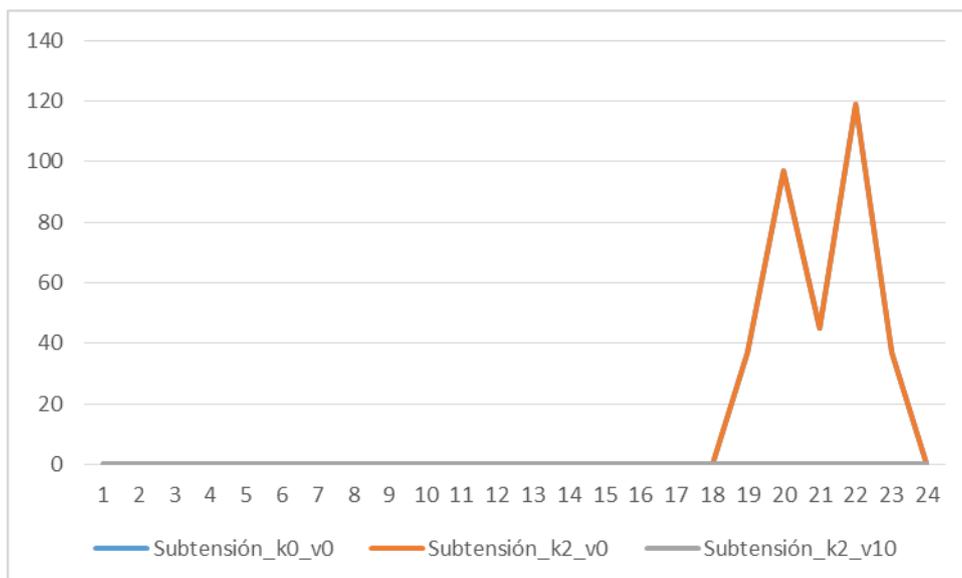


Figura 44. Número de nudos con subtensión el día de consumo medio con sistema descentralizado

### 5.3.2 Día de máximo consumo. 06/02/18

Como se puede ver en la Figura 36, el perfil de consumo es superior al perfil de generación solar en todo momento. Esto implica que durante este día la batería no se cargará en ningún momento.

Como se puede ver en la Figura 45, las mínimas pérdidas se obtienen para el valor de  $v=10\text{kWh}$ . Esto se debe a que la batería está en proceso de descarga durante todo el día actuando como generador. Cuanto mayor sea la capacidad de la batería, más potencia aportará la batería a los consumidores y menos potencia necesitarán de la red, consecuentemente habrá menos pérdidas en la red al haber menos flujo de carga por la red.

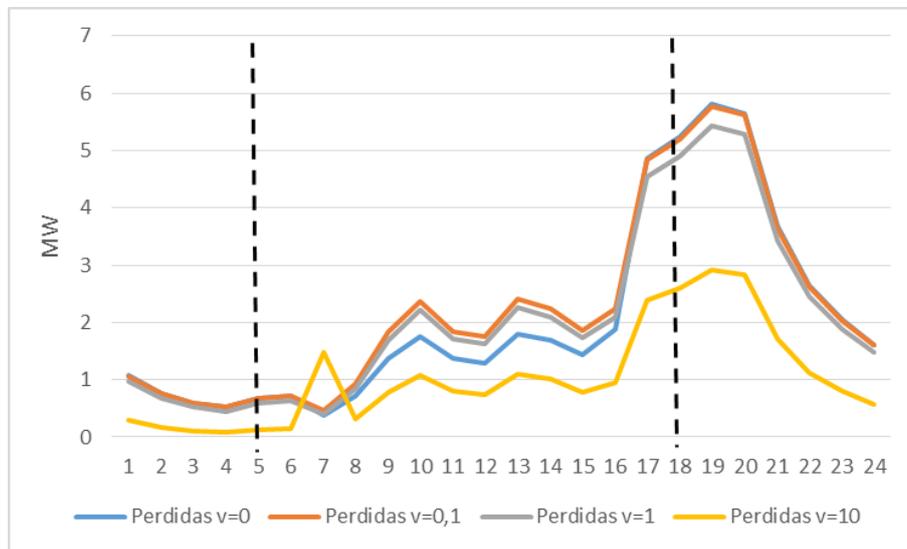


Figura 45. Pérdidas óhmicas en función de  $v$  el día de máximo consumo con sistema descentralizado

En cuanto al número de líneas con sobrecarga, el razonamiento es el mismo que el de las pérdidas.

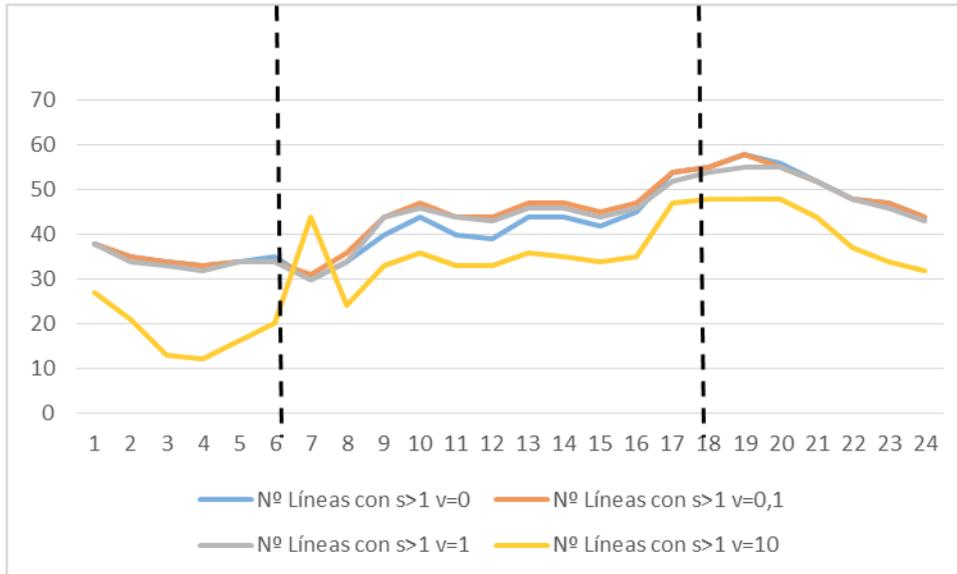


Figura 46. Número de líneas con sobrecarga en función de v el día de máximo consumo con sistema descentralizado

Aunque no queda representado en las gráficas, el análisis para este día indica que no aparecen nudos con sobretensión y por lo tanto podemos afirmar que la variación de v no influye en el resultado. Esto es debido a que las baterías no están en carga en ningún momento y por tanto no se inyecta potencia adicional a la red.

Sin embargo, si aparecen problemas de subtensión como se puede observar en la Figura 47. Esto es debido a que las capacidades de las baterías instaladas no son suficientes para abastecer la demanda en el nudo y se necesita potencia de la red. Cuanta mayor potencia se demande de la red, mayor será la caída de tensión en las líneas.

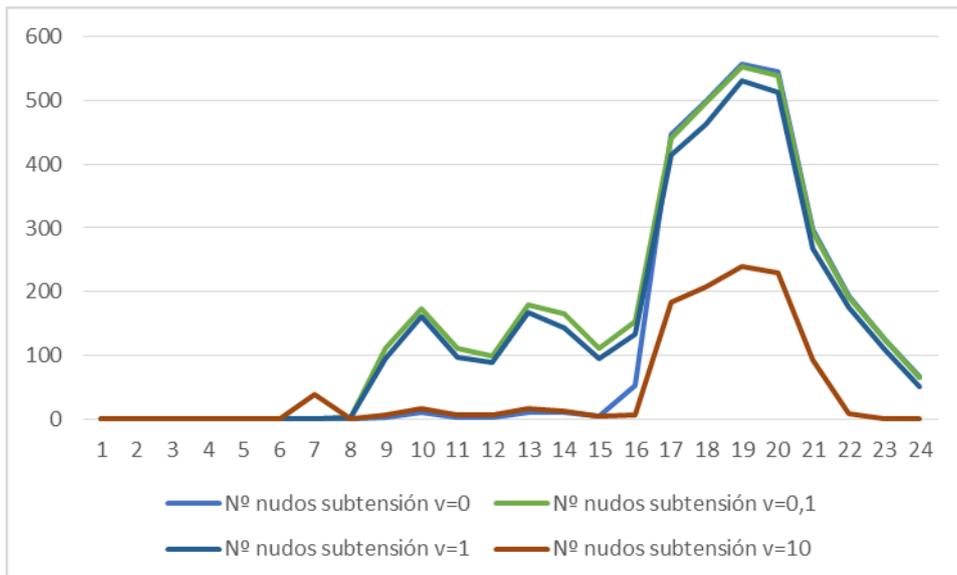


Figura 47. Número de nudos con subtensión el día de máximo consumo con sistema descentralizado

Teniendo en cuenta los resultados de las características estudiadas mostradas en la Tabla 9. Resultados obtenidos en función de  $v$ , media de las pérdidas, número de nudos con subtensión y con sobretensión totales en un día y número de líneas con sobrecarga totales se considera que la capacidad óptima de batería a instalar es  $v=10\text{kWh}$ .

	$v=0$	$v=1$	$v=10$	$v=100$
Pérdidas medias en un día (MWh)	2,068	2,067	2,062	2,053
Nº nudos con sobretensión totales en un día	0	0	0	0
Nº nudos con subtensión totales en un día	2826	2826	2821	2786
Nº Líneas con $s>1$ totales en un día	1025	1025	1025	980

Tabla 9. Resultados obtenidos en función de  $v$  el día de máximo consumo con sistema descentralizado

Como resumen comparativo del análisis para el día de máximo consumo, vemos lo siguiente:

- Sobretensión: No hay problemas en ningún caso ya que en ningún momento la generación FV supera al consumo y no se inyecta potencia en la red.
- Subtensión. El número de nudos con subtensión es elevado sin FV, pero con la instalación de FV el valor disminuye ya que disminuye el flujo de potencia a través de la red en horas de generación. Con la instalación de baterías, los problemas de subtensión mejoran aún más ya que disminuyen los flujos por la red en las horas de descarga (ver línea gris Figura 48).

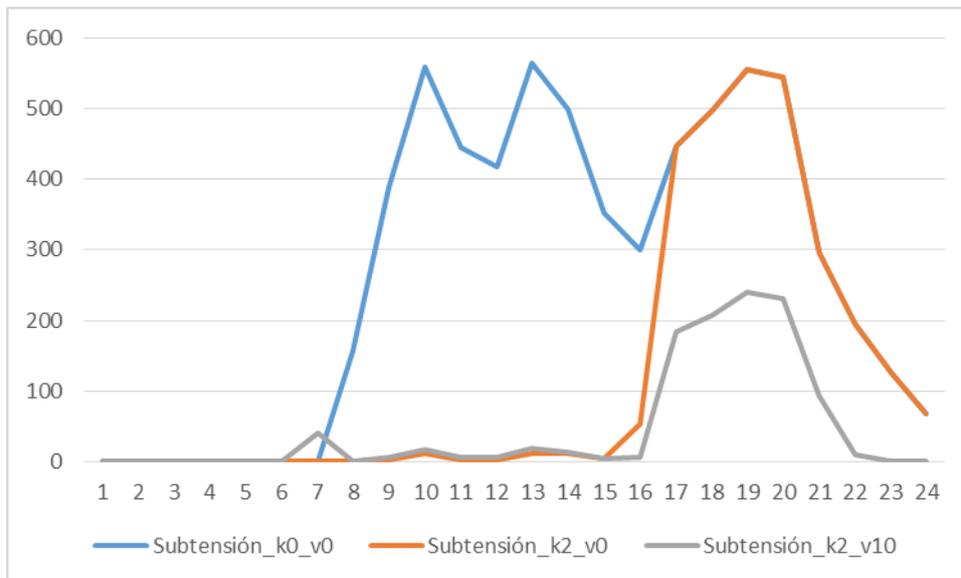


Figura 48. Número de nudos con subtensión el día de máximo consumo con sistema descentralizado

### 5.3.3 Día de mínimo consumo. 03/06/18

Como se puede observar en la Figura 36, durante este día la generación solar supera a la demanda entre las horas 6 y 17, en estas horas las baterías se encuentran en proceso de carga y durante las horas restantes las baterías se descargan.

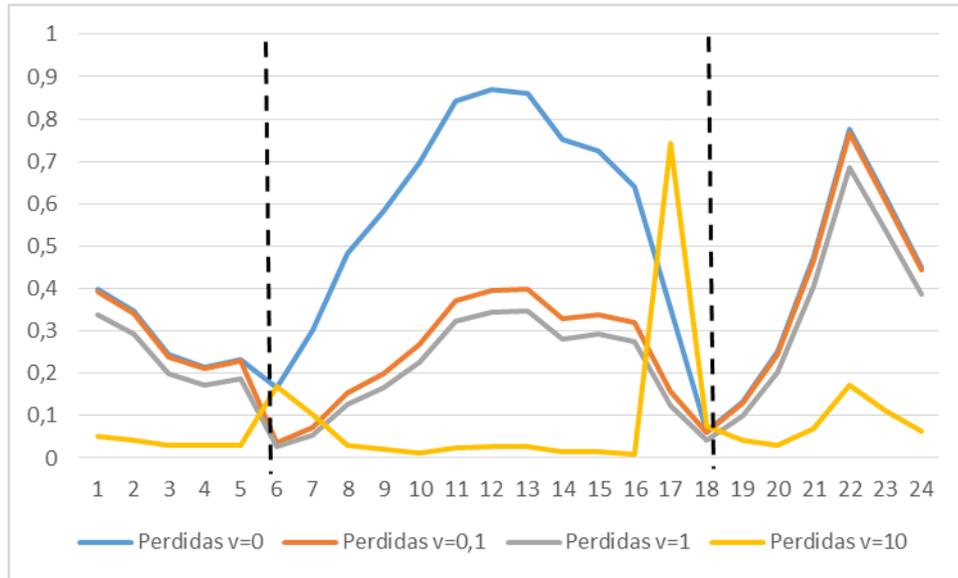


Figura 49. Pérdidas óhmicas en función de v el día de mínimo consumo con sistema descentralizado

Como se puede observar, cuando la batería se está cargando, la demanda total en el nodo aumenta. Al aumentar la capacidad de la batería, aumenta la potencia demandada en el nodo y con ello disminuyen las pérdidas en la red ya que la inyección de potencia en la red cada vez es menor ya que se acumula más potencia en las baterías. Sin embargo, en las horas de descarga, las baterías actúan como generadores, se puede ver cómo las pérdidas disminuyen con respecto al caso de  $v=0$  según aumenta la capacidad de las baterías, esto se debe a que los consumidores se abastecen de la potencia acumulada en las baterías y el flujo de potencia por la red es menor. Cuanto mayor sea la capacidad de la batería, más potencia consumirán de las mismas y menos potencia demandarán a la red.

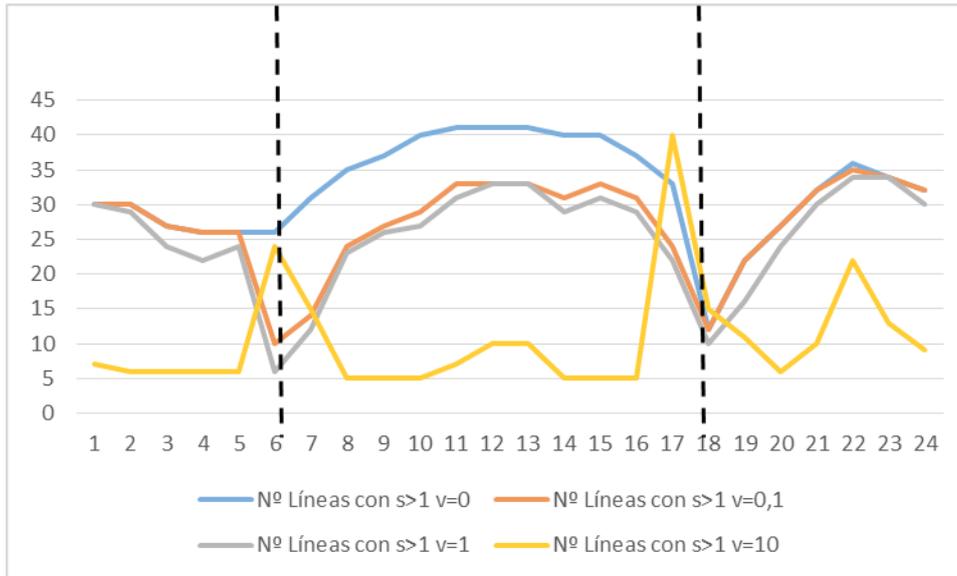


Figura 50. Número de líneas con sobrecarga en función de v el día de mínimo consumo con sistema descentralizado

Como se puede observar en la Figura 50, el comportamiento del número de líneas con sobrecarga se rige por los mismos fundamentos que las pérdidas.

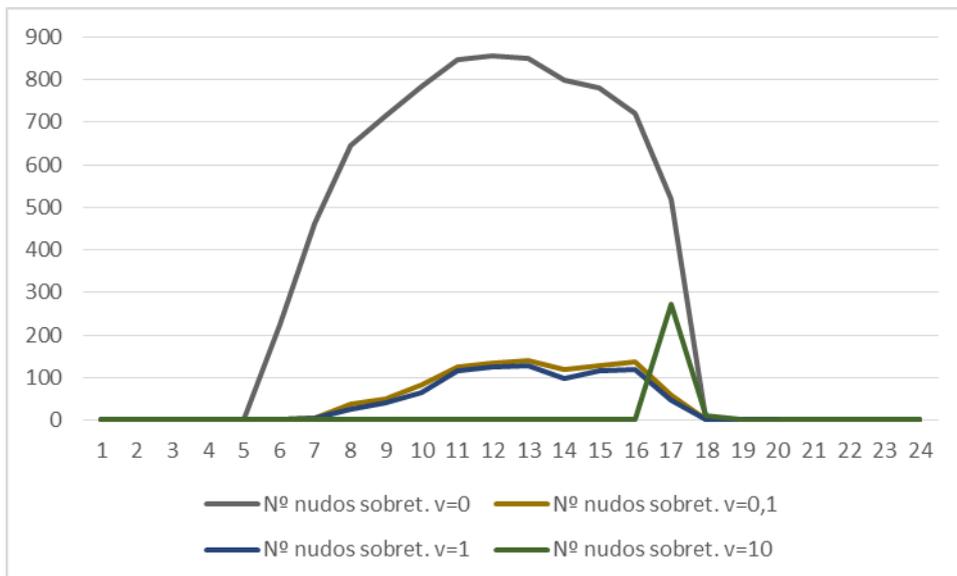


Figura 51. Número de nudos con sobretensión en función de v el día de mínimo consumo con sistema descentralizado

Como se puede observar en la Figura 51, en el caso de  $v=0$  el número de nudos con sobretensión llega a alcanzar valores muy elevados en horas de generación solar. Este hecho se debe a la inyección de potencia en la red. Con la instalación de baterías, cuando se encuentran en proceso de carga actúan como consumidores y acumulan potencia disminuyendo así el flujo de potencia inyectado en la red y por tanto disminuyendo las sobretensiones.

Respecto al número de nudos con subtensión, al ser la potencia demandada pequeña, no surgen problemas en ningún caso.

Teniendo en cuenta los resultados de las características estudiadas como se muestran en la Tabla 10 se considera que la mejor capacidad de batería a instalar es  $v=10\text{kWh}$ .

	v=0	v=1	v=10	v=100
Pérdidas medias en un día (MWh)	0,478	0,299	0,256	0,081
Nº nudos con sobretensión totales en un día	8204	1019	886	282
Nº nudos con subtensión totales en un día	0	0	0	0
Nº líneas con $s>1$ totales en un día	776	655	609	253

Tabla 10. Resultados obtenidos en función de v el día de mínimo consumo con sistema descentralizado

Como resumen del análisis para el día de mínimo consumo, vemos lo siguiente:

- Sobretensión: Como se puede observar en la Figura 52 con la penetración de FV surgen problemas de sobretensiones en las horas de generación solar debido a la inyección de potencia en la red. Con la instalación de baterías de  $10\text{kWh}$ , desaparece este problema prácticamente en su totalidad ya que las baterías hacen que desaparezca el efecto de FV en la red.
- Subtensión. No hay problemas.

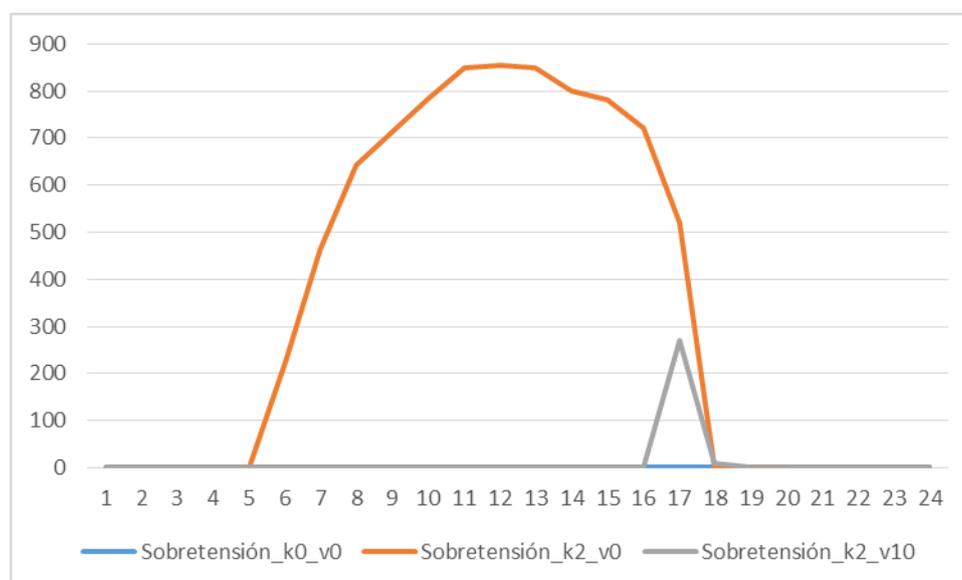


Figura 52. Número de nudos con sobretensión el día de mínimo consumo con sistema descentralizado

## 5.4 Sistema de baterías centralizado

El sistema de baterías centralizado consiste en la instalación de una única batería en toda la red de forma que toda la energía excedente se acumule en la batería y después abastezca a toda la red. Este sistema necesita un mantenimiento menos exhaustivo que el sistema descentralizado ya que a la hora de realizar revisiones y reparaciones este sistema presenta una única batería frente a las 1165 baterías que se instalan en el sistema descentralizado. El tamaño de las baterías consideradas varía en un rango desde 1 kWh hasta 100 kWh valores típicos que no implican resultados inviables en el análisis.

Los estudios realizados se han llevado a cabo considerando que la batería se encuentra instalada en el nudo 5, nudo que se encuentra considerablemente alejado del generador central.

### 5.4.1 Día de consumo medio. 24/08/18

Realizando los mismos estudios que en el sistema descentralizado de baterías, se puede ver cómo la batería instalada no presenta las mismas soluciones que el sistema descentralizado ya que apenas tiene influencia en las pérdidas o en las sobretensiones. En las figuras a continuación se muestra el estudio realizado para el día de consumo medio.

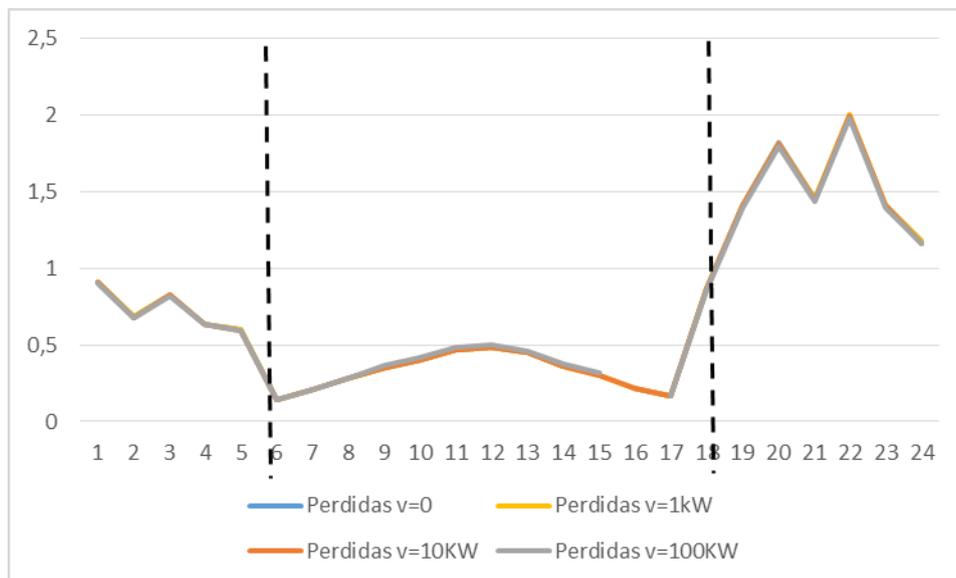


Figura 53. Pérdidas en la red según v el día de consumo medio con sistema centralizado

Como se puede observar en la Figura 53, con la instalación de la batería en el nudo 5, las pérdidas llegan a aumentar en función de v pero apenas se puede apreciar. Esto se debe a que en las horas de generación solar, la energía excedente es inyectada en la batería o en la red, desde el punto de vista de flujos de potencia por la red, no se puede apreciar la diferencia ya que los flujos de carga son prácticamente iguales tanto si se dirigen a la batería como a la red. En horas

de descarga ocurre prácticamente lo mismo, da igual si los nudos se abastecen de potencia procedente de la batería o del generador principal porque la potencia tendrá que hacer prácticamente el mismo recorrido por la red hasta llegar a los consumidores.

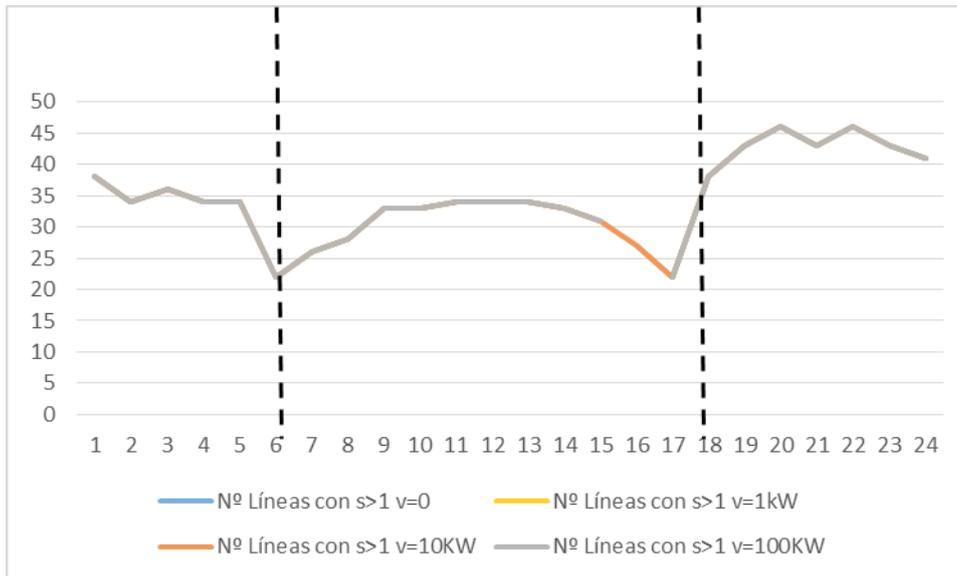


Figura 54. Número de líneas con sobrecarga según v el día de consumo medio con sistema centralizado

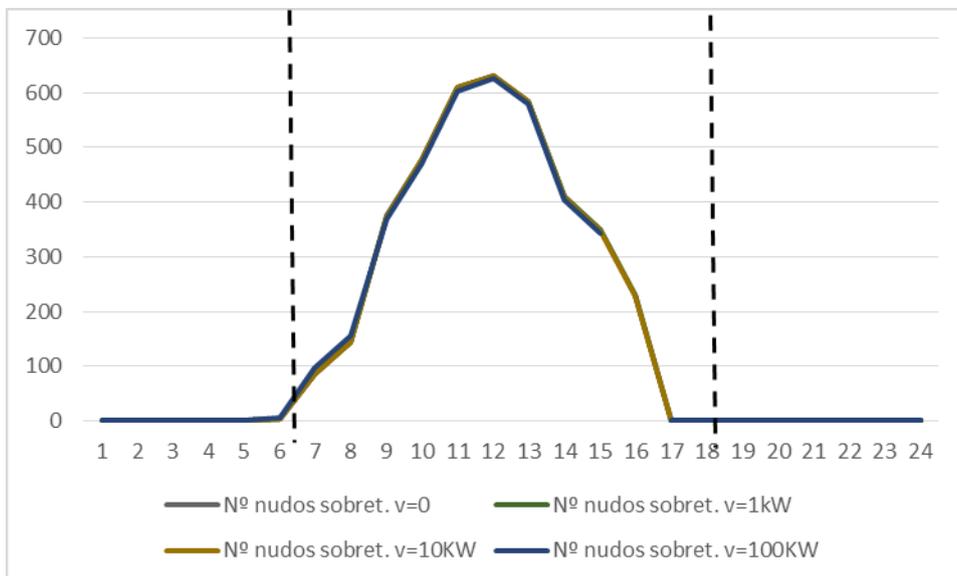


Figura 55. Número de nudos con sobretensión según v el día de consumo medio con sistema centralizado.

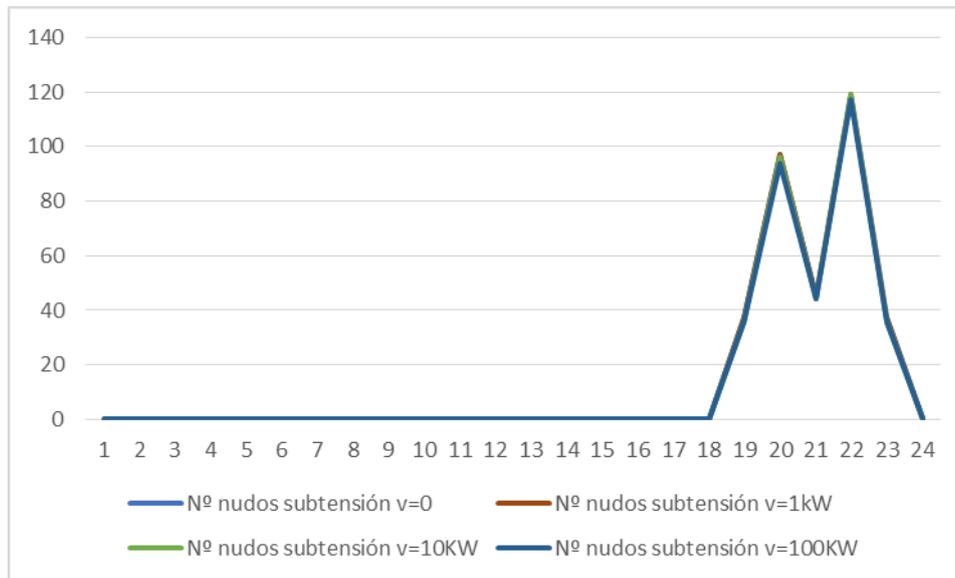


Figura 56. Número de nudos con subtensión según v el día de consumo medio con sistema centralizado

Como se puede observar en la Figura 56, en las horas de no generación solar surgen problemas de subtensiones. Esto se debe a que en las horas 19 y 22 aproximadamente, coincidentes con los picos de nudos con subtensión, la demanda es elevada y al estar consumiendo potencia del generador principal y de la batería, implica que haya más potencia circulando por la red y con esto caiga más tensión en las líneas.

En la Tabla 11 se muestran los resultados obtenidos para el día de consumo medio con sistema centralizado de baterías. Se puede ver cómo la capacidad de la batería apenas hace variar los resultados anteriores ya que el flujo de potencia por la red apenas cambia en función de la batería. Si la batería se queda sin potencia para entregar, se tomará de la red, recorriendo prácticamente el mismo recorrido. Todas las características empeoran al instalar la batería con lo que se puede concluir que es mejor no instalar la batería en caso de sistema centralizado.

	v=0	v=1	v=10	v=100
Pérdidas medias en un día (MWh)	0,697	0,735	0,733	0,755
Nº nudos con sobretensión totales en un día	3552	3900	3892	3650
Nº nudos con subtensión totales en un día	216	335	331	327
Nº Líneas con s>1 totales en un día	756	833	833	806

Tabla 11. Resultados obtenidos en función de v el día de consumo medio con sistema centralizado

En los días de consumo máximo y mínimo, ocurre lo mismo que en el caso del día de consumo medio, los flujos de corriente por la red no varían en cuanto a magnitud con la instalación de una única batería y las características estudiadas no presentan variaciones significativas con la variación de la capacidad de la batería. Por tanto, para estos días se representará únicamente la tabla de resultados ya que las gráficas no añaden ningún tipo de información adicional.

#### 5.4.2 Día de máximo consumo. 06/02/18

	v=0	v=1	v=10	v=100
Pérdidas medias en un día (MWh)	2,068	2,067	2,062	2,053
Nº nudos con sobretensión totales en un día	0	0	0	0
Nº nudos con subtensión totales en un día	2826	2826	2821	2786
Nº Líneas con s>1 totales en un día	1025	1025	1025	980

Tabla 12. Resultados obtenidos en función de v el día de máximo consumo con sistema centralizado

#### 5.4.3 Día de mínimo consumo. 03/06/18

	v=0	v=1	v=10	v=100
Pérdidas medias en un día (MWh)	0,478	0,478	0,477	0,480
Nº nudos con sobretensión totales en un día	8204	8204	8201	8169
Nº nudos con subtensión totales en un día	0	0	0	0
Nº Líneas con s>1 totales en un día	735	776	776	776

Tabla 13. Resultados obtenidos en función de v el día de consumo mínimo con sistema centralizado

Como puede verse en los resultados obtenidos para el día de mínimo consumo, no se aprecia apenas diferencia entre la instalación de batería o no ni entre las distintas capacidades de la batería. La instalación de la batería apenas influye en la red ya que los flujos de potencia son los mismos pero en lugar de ser inyectados en la red son inyectados en la batería por tanto las pérdidas y defectos en la tensión son muy similares. No se puede considerar una opción mejor que otra ya que los resultados son prácticamente iguales.



## 6 Conclusiones

Una de las características fundamentales asociadas a la integración de energía renovable fotovoltaica es la naturaleza dispersa de dicha generación lo que implica cambios sustanciales en la operación del sistema. En particular, se puede afirmar que la conexión de generación distribuida en redes de distribución influye de manera importante en la dinámica de operación de diversos parámetros, esenciales para garantizar la estabilidad del sistema. De todos ellos las pérdidas en la red y el perfil de tensión son analizados en este estudio.

Con relación al análisis de pérdidas, el estudio demuestra claramente la importancia del sentido de los flujos que circulan por la red. Si la energía solar suministra demanda local, la energía que tiene que suministrar el alimentador principal disminuye, por tanto las pérdidas también disminuyen al haber menos flujo de potencia circulando por la red. Sin embargo, si la energía solar se vierte a la red, la inyección de energía modifica también los flujos de forma que se aumentan las pérdidas ya que aumenta el flujo de potencia circulando por la red. Este problema se agrava más aún cuanto más grande sea la red, porque el vertido del excedente de energía a la red aumenta

El análisis de las pérdidas en la red analizada se establece manteniendo los parámetros de diseño constantes, de tal forma que la principal variable que determina los diferentes escenarios de análisis sea el grado de penetración de energía FV. Como resultado inicial del estudio encontramos que la relación entre el factor  $k$  de penetración y el nivel de pérdidas no es lineal sino que presenta un mínimo para  $k=2$ , es decir, para  $k=2$  obtenemos la capacidad óptima que minimiza las pérdidas en la red. Adicionalmente se puede comprobar como el incremento de FV instalada supone un incremento no lineal sino ligeramente cuadrático de las pérdidas en el sistema. Posiblemente una de las claves para la interpretación de resultados es el hecho de que para altos niveles de generación solar, la energía sobrante debe ser inyectada con las consiguientes pérdidas añadidas.

De forma similar al comportamiento de las pérdidas, los efectos de la penetración creciente de generación FV indican que cuanto mayor sea la potencia inyectada en la red, mayor será la intensidad que atraviese las líneas, mayor será la caída de tensión en las líneas y por tanto mayor será la tensión de los nudos. Asimismo, el análisis demuestra que el número de nudos con sobretensión, al aumentar el valor de  $k$ , también aumenta. Para valores mayores de  $k=3$ , el número de nudos con sobretensión es muy elevado, llegando a superar el 35%. Situaciones así no serían admisibles en la práctica ya que esta situación implicaría la existencia de horas en las que se supera el 80% de nudos con sobretensión. Como es de esperar, el número más alto de nudos con sobretensión se produce hacia mediados de año aproximadamente, coincidiendo con los meses de verano. Este tipo de problema podría solucionarse por ejemplo cambiando la toma del transformador de cabecera de la red.

En cuanto al análisis referente a la instalación de baterías, de nuestro estudio se puede concluir de forma general, que el uso de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mejora claramente los problemas analizados que surgen con la incorporación de FV a la red, i.e. aumento de pérdidas óhmicas y alteración del perfil de tensión. Básicamente, la instalación de baterías permitiría un mejor control sobre la inyección de potencia FV excedente en la red y a su vez reducir los picos de inyección y los problemas de sobretensión que estos conllevan.

Para el análisis de la instalación de baterías en la red, tanto para el caso descentralizado como centralizado, se ha considerado el parámetro  $k$  constante e igual a 2 para todos los casos analizados. Esta decisión se toma al ser  $k=2$  el índice de penetración que implica una máxima cantidad de FV a instalar en la red sin afectar excesivamente la operación del sistema. Como se ha comentado anteriormente, para este nivel de penetración se consiguen unas pérdidas mínimas en toda la red y además el número de nudos con sobretensión en ningún momento del año supera niveles elevados. A partir de estas premisas, se analiza la evolución de las dos variables de referencia, i.e. pérdidas óhmicas anuales de potencia y variación del perfil de tensiones durante tres días característicos del año considerando 4 escenarios de capacidad de almacenamiento. Para cada caso, se analizan posteriormente dos situaciones diferentes: por un lado el caso de la batería en proceso de carga (cuando el consumo es menor que la generación FV) y por otro lado el caso en proceso de descarga (cuando el consumo es mayor que la generación FV).

De nuestro estudio se puede concluir que con la instalación de baterías y a todos los niveles de capacidad, siempre existe mejora en la operativa de la red. Para los tres casos analizados, i.e. consumo medio, máximo y mínimo anual, e instalación de baterías descentralizadas, las pérdidas por la red disminuyen, el número de nudos con sobretensión y con subtensión también disminuyen y el número de líneas con sobrecarga en la red también es menor. Esta mejora se debe principalmente al hecho de que, durante las horas de descarga, los nudos alimentados por baterías demandarán menos potencia de la red y con ello las pérdidas en la red se reducen. Se demuestra asimismo que a mayor capacidad de las baterías menor cantidad de pérdidas global.

Con el fin de analizar el tamaño más adecuado de batería, es necesario investigar en detalle la operativa del sistema resultante tanto en la fase de carga como de descarga. Durante la descarga siempre es más favorable la batería de mayor capacidad ( $v=10$ ) ya que la aportación de la batería disminuye flujo desde la red.

Sin embargo durante la fase de carga, el tamaño de la batería instalada interfiere directamente con el balance entre la demanda del sistema y la generación solar disponible: Nuestro análisis muestra los siguientes resultados:

- a) Hasta un capacidad  $v=1$  kWh, las pérdidas disminuyen en función del aumento de  $v$  ya que disminuye la cantidad de potencia inyectada a la red.
- b) Sin embargo para capacidades de baterías más elevadas, por ejemplo para  $v=10$  kWh, las pérdidas aumentan al no haber potencia solar disponible y necesitar flujo de red para cargar las baterías.

Finalmente, el estudio del sistema centralizado muestra que no resulta tan ventajosos como el sistema centralizado. Sin embargo, su instalación disminuye la dependencia de la red del generador principal haciendo que se consuma la potencia almacenada en la batería en vez de consumir potencia producida por generadores no renovables.

En la Tabla 14 se muestran los resultados obtenidos de forma esquemática. Las variaciones se refieren al comportamiento de cada característica con el aumento del factor  $k$  en el caso de FV y el factor  $v$  en el caso de las baterías.

	Sin baterías		
	Sin FV	Con FV	
		Consumo > FV	Consumo < FV
<b>Pérdidas óhmicas</b>	Neutral	Disminuye	Aumentan
<b>Nudos con sobretensión</b>	Neutral	Neutral	Aumentan
<b>Nudos con subtensión</b>	Neutral	Disminuye	Neutral
<b>Lineas con sobrecarga</b>	Neutral	Disminuye	Aumentan

	Con baterías			
	Con FV			
	Carga		Descarga	
	Capacidad < FV - Consumo	Capacidad > FV - Consumo	Capacidad < Consumo	Capacidad > Consumo
<b>Pérdidas óhmicas</b>	Disminuyen	Aumentan	Disminuyen	Aumentan
<b>Nudos con sobretensión</b>	Disminuyen	Neutral	Neutral	Aumentan
<b>Nudos con subtensión</b>	Neutral	Aumentan	Disminuyen	Neutral
<b>Lineas con sobrecarga</b>	Disminuyen	Aumentan	Disminuyen	Aumentan

Tabla 14. Resumen resultados

Con la integración de energía FV se puede contribuir a reducir las pérdidas en las redes de distribución hasta un cierto nivel de penetración, i.e. para niveles altos de penetración, esta situación se invierte de forma que las pérdidas y sobretensiones aumentan. Para la red de estudio, el nivel óptimo de penetración es  $k=2$ .

Respecto a la instalación de baterías, la mejor opción a nivel técnico que resulta del estudio es la implantación de un sistema descentralizado de baterías con una capacidad para cada batería de  $v=10$  kWh. Para esta capacidad de baterías se demuestra que se minimizan las pérdidas óhmicas en la red y el número de nudos con sobretensión o subtensión en los tres días representativos elegidos.



## 7 Referencias

- [1] Wüstenhagen, R., Menichetti, E. 2012. Strategic choices for renewable energy investment: Conceptual framework and opportunities for further research. *Energy Policy*, Volume 40, 1-10.
- [2] Painuly, P. 2001. Barriers to renewable energy penetration; a framework for analysis. *Renewable Energy*, Volume 24, Issue 1, 73-89.
- [3] REE. Avance del Informe del sistema eléctrico español 2018.  
[https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElctrico/2019/Avance\\_ISE\\_2018.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElctrico/2019/Avance_ISE_2018.pdf)
- [4] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). 2011. Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático.  
[https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srren\\_report\\_es-1.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srren_report_es-1.pdf).
- [5] Paradinas J., Iberdrola. 2014. Necesidades del sistema eléctrico español. 40ª Reunión Anual de la Sociedad Nuclear Española. Valencia.  
<https://www.reunionanualsne.es/doc/40/ponencias/cursos/curso1.pdf>.
- [6] Duvison M., 2011. Contribución de las tecnologías de generación eléctrica a la garantía de suministro en el sistema español. REE.ICAI.
- [7] Comunidad de Madrid. 2010. Guía Básica de la generación distribuida.  
<https://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/guia-basica-de-la-generacion-distribuida-fenercom.pdf>.
- [8] Méndez, V.H. 2005. Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio. Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Instituto de Investigación Tecnológica.
- [9] Martín, A. 2006. Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- [10] Leadbetter, J., Swan, L., 2012. Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy and Buildings*, Volume 55, 685-692.
- [11] Sarasketa-Zabala, E. et al. 2016. Realistic lifetime prediction approach for Li-ion batteries. *Applied Energy*, Volume 162, 839-852.
- [12] Darcovich, K et al 2013. Higher-capacity lithium ion battery chemistries for improved residential energy storage with micro-cogeneration. *Applied Energy*. Volume 111. 853-861.
- [13] ELE Times. 2018. Top 10 Lithium-ion Battery Manufacturers in the World.  
<https://www.eletimes.com/top-10-lithium-ion-battery-manufacturers-in-the-world>
- [14] NGK INSULATORS, LTD. 2007. Sodium-Sulfur Batteries for Energy Storage. Load levelling & Renewable energy. <http://promexico.me/Rubenius/NGK%20NAS%20Batteries.pdf>
- [15] Hernández, A. 2016. Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la disminución de desvíos de producción en un parque eólico. Universidad de Sevilla, Sevilla.  
<https://idus.us.es/xmlui/handle/11441/49572>

- [16] Treballe, D. 2006. La generación distribuida en España. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). <https://www.iit.comillas.edu/docs/TM-06-004.pdf>
- [17] Wangand, Z., Yang, G., 2019. Static Operational Impacts of Residential Solar PV Plants on the Medium Voltage Distribution Grids—A Case Study Based on the Danish Island Bornholm. *Energies*, 12, [1458]. <https://doi.org/10.3390/en12081458>
- [18] Hernández, J.C., Medina, A. 2006. Conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica: calidad de suministro. [http://www.cismamagina.es/app\\_sumuntan/pdf/23/23-33.pdf](http://www.cismamagina.es/app_sumuntan/pdf/23/23-33.pdf)
- [19] European Commission Joint Research Centre. 2017. Photovoltaic geographical information system. [http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_static/about\\_pvgis.html](http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_static/about_pvgis.html)
- [20] Echavarren, F.M., Díaz, A.D., Sistemas Eléctricos de Potencia 3º IEM. Apuntes sobre Flujo de Cargas. 2018. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- [21] Zimmerman, R.D., Murillo-Sánchez, C.E. 2016. Matpower 6.0b1 User's Manual. <https://matpower.org/docs/MATPOWER-manual-6.0b1.pdf>
- [22] Shah, R., et al. 2012. Influence of Large-scale PV on Voltage Stability of Sub-transmission System. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 4, Number 1*.
- [23] Olowu, T. 2018. Future Challenges and Mitigation Methods for High Photovoltaic Penetration: A Survey. *Energies*. Volume 11.
- [24] Morán, F., Facchini, M.L., Doña, V.M. 2010. Impacto de la generación fotovoltaica distribuida en los niveles de tensión. Aplicación a un caso real. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*. Volumen 14. <https://www.mendoza-conicet.gov.ar/asades/modulos/averma/trabajos/2010/2010-t004-a010.pdf>
- [25] Thongkeaw, S., Boonthienthong, M. 2013. Technique for Voltage Control in Distribution System. *World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical and Computer Engineering*. Volume 7, No: 10. <https://waset.org/publications/17072/technique-for-voltage-control-in-distribution-system>
- [26] Sáiz, A. 2016. Control de los Sistemas de Energía Eléctrica. Control frecuencia–potencia. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- [27] Sáiz, A. 2016. Control de los Sistemas de Energía Eléctrica. Regulación tensión-reactiva. Control de la tensión. Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
- [28] Hill, C.A. et al. 2012. Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*. Volume 3. No. 2, 850-857.
- [29] Frías, P., Mateo, C., González, L., Cossent, R., Rodríguez-Morcillo, C., Matanza, J. 2016. Sustainable: Smart distribution system operation for maximizing the integration of renewable generation.

## 8 Anexos

### 8.1 Anexo 1 PVGIS Datos radiación

## Average Daily Solar Irradiance

### PVGIS Estimates of average daily profiles

Location: 39°0'32" North, 1°47'44" West, Elevation: 685 m a.s.l.,

Inclination of plane: 35 deg.

Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

### Radiation estimates

Time	G	Gd	Gc	DNI	DNlc	A	Ad	Ac
07:37	114	48	166	182	350	258	72	435
07:52	169	70	251	236	454	339	98	569
08:07	214	82	325	279	537	395	109	664
08:22	258	93	396	313	603	439	118	739
08:37	299	103	464	341	657	475	125	799
08:52	338	112	529	364	701	505	131	848
09:07	374	120	590	383	737	530	136	889
09:22	408	127	647	399	768	551	141	922
09:37	439	133	699	412	793	569	144	950
09:52	467	138	747	423	815	583	147	973
10:07	492	143	790	433	833	595	150	992
10:22	514	147	828	440	848	605	152	1010
10:37	533	150	861	447	861	614	154	1020
10:52	549	152	889	452	870	620	155	1030
11:07	562	154	911	456	878	625	156	1040
11:22	572	156	928	459	884	629	156	1040
11:37	578	156	939	461	888	631	157	1050
11:52	581	157	945	462	890	632	157	1050
12:07	581	157	945	462	890	632	157	1050
12:22	578	156	939	461	888	631	157	1050
12:37	572	156	928	459	884	629	156	1040
12:52	562	154	911	456	878	625	156	1040
13:07	549	152	889	452	870	620	155	1030
13:22	533	150	861	447	861	614	154	1020
13:37	514	147	828	440	848	605	152	1010
13:52	492	143	790	433	833	595	150	992
14:07	467	138	747	423	815	583	147	973
14:22	439	133	699	412	793	569	144	950
14:37	408	127	647	399	768	551	141	922
14:52	374	120	590	383	737	530	136	889
15:07	338	112	529	364	701	505	131	848
15:22	299	103	464	341	657	475	125	799
15:37	258	93	396	313	603	439	118	739
15:52	214	82	325	279	537	395	109	664
16:07	169	70	251	236	454	339	98	569
16:22	114	48	166	182	350	258	72	435
16:37	68	30	96	123	237	163	38	279

G: Global irradiance on a fixed plane (W/m2)

**Gd: Diffuse irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Gc: Global clear-sky irradiance on a fixed plane (W/m<sup>2</sup>)**

**DNI: Direct normal irradiance (W/m<sup>2</sup>)**

**DNIc: Clear-sky direct normal irradiance (W/m<sup>2</sup>)**

**A: Global irradiance on 2-axis tracking plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Ad: Diffuse irradiance on 2-axis tracking plane (W/m<sup>2</sup>)**

**Ac: Global clear-sky irradiance on 2-axis tracking plane (W/m<sup>2</sup>)**

## 8.2 Anexo 2. Ajuste de datos de generación solar

Minuto	Radiacion	Sección hora	Intervalos	Numero de datos cada hora	Media radiacion minuto	Intervalo horario	Radiacion hora	Radiacion real
7:37	182	7,617	7,00	2	209,00	<b>7-8</b>	12.540	2508
7:52	236	7,867	8,00	4	324,25	<b>8-9</b>	19.455	3891
8:07	279	8,117	9,00	4	404,25	<b>9-10</b>	24.255	4851
8:22	313	8,367	10,00	4	443,00	<b>10-11</b>	26.580	5316
8:37	341	8,617	11,00	4	459,50	<b>11-12</b>	27.570	5514
8:52	364	8,867	12,00	4	459,50	<b>12-13</b>	27.570	5514
9:07	383	9,117	13,00	4	443,00	<b>13-14</b>	26.580	5316
9:22	399	9,367	14,00	4	404,25	<b>14-15</b>	24.255	4851
9:37	412	9,617	15,00	4	324,25	<b>15-16</b>	19.455	3891
9:52	423	9,867	16,00	3	180,33	<b>16-17</b>	10.820	2164
10:07	433	10,117	17,00	0		<b>18-19</b>	0	0
10:22	440	10,367	18,00	0				
10:37	447	10,617						
10:52	452	10,867						
11:07	456	11,117						
11:22	459	11,367						
11:37	461	11,617						
11:52	462	11,867						
12:07	462	12,117						
12:22	461	12,367						
12:37	459	12,617						
12:52	456	12,867						
13:07	452	13,117						
13:22	447	13,367						
13:37	440	13,617						
13:52	433	13,867						
14:07	423	14,117						
14:22	412	14,367						
14:37	399	14,617						
14:52	383	14,867						
15:07	364	15,117						
15:22	341	15,367						
15:37	313	15,617						
15:52	279	15,867						
16:07	236	16,117						
16:22	182	16,367						
16:37	123	16,617						

Tabla 15. Hoja de cálculo para ajustar los datos de generación solar.

## 8.3 Anexo 3. Capas utilizadas en el programa QGIS.

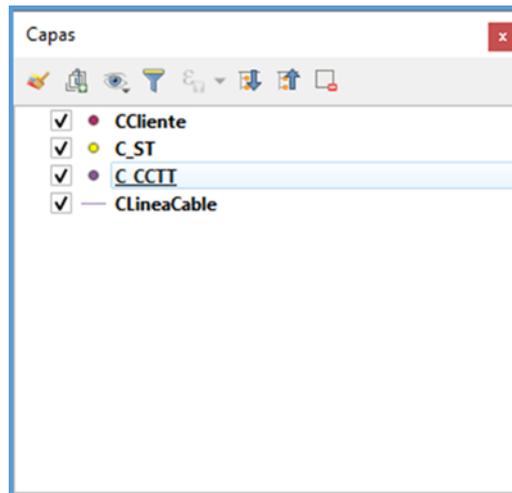


Figura 57. Capas del programa QGIS.

#### 8.4 Anexo 4. Datos a introducir en MATPOWER para definir una red

Datos a introducir en MATPOWER para definir las ramas:

- F\_BUS: se refiere desde que bus está conectado.
- T\_BUS: se refiere hasta que bus está conectado.
- BR\_R: resistencia en p.u.
- BR\_X: reactancia en p.u.
- BR\_B: susceptancia en p.u.
- RATE\_A: ratio de potencia a partir del cual la red se desconecta (larga duración).
- RATE\_B: ratio de potencia a partir del cual la red se desconecta (corta duración).
- RATE\_C: ratio de potencia a partir del cual la red se desconecta (emergencia).
- TAP: ratio nominal del transformador.
- SHIFT: Fase del transformador.
- BR\_STATUS: Indica si la rama está en servicio o no (0 o 1).
- ANGMIN: Ángulo mínimo de desfase.
- ANGMAX: Ángulo máximo de desfase.

Los datos que devuelve MATPOWER son los siguientes:

- PF: Potencia activa que pasa por la rama "from".
- QF: Potencia reactiva que pasa por la rama "from".
- PT: Potencia activa que pasa por la rama "to".

- QT: Potencia reactiva que pasa por la rama "to".
- MU\_SF: Kuhn-Tucker multiplier "from".
- MU\_ST: Kuhn-Tucker multiplier "to".
- MU\_ANGMIN: Kuhn-Tucker multiplier lower angle.
- MU\_ANGMAX: Kuhn-Tucker multiplier upper angle.

Datos a introducir en MATPOWER para definir las cargas:

- BUS\_I: Indica el número de bus.
- BUS\_TYPE: Indica el tipo de bus, (1 PQ, 2 PV, 3 Slack/Referencia).
- PD: Demanda de potencia activa.
- QD: Demanda de potencia reactiva.
- GS: Conductancia de shunt.
- BS: Susceptancia de shunt.
- BUS\_AREA: número de área.
- VM: Magnitud del voltaje (p.u.).
- VA: Angulo del voltaje.
- BASE\_KV: Voltaje base.
- ZONE: Zona de pérdida.
- VMAX: Máximo voltaje (p.u.).
- VMIN: Mínimo voltaje (p.u.).

Datos a introducir en MATPOWER para definir los generadores:

- GEN\_BUS: Número de bus.
- PG: Generación de potencia activa.
- QG: Generación de potencia reactiva.
- QMAX: Máxima inyección de potencia reactiva.
- QMIN: Mínima inyección de potencia reactiva.
- VG: Magnitud de voltaje (p.u.).
- MBASE: Potencia aparente base.
- GEN\_STATUS: Estado del generador (0 o 1).
- PMAX: Inyección máxima de potencia activa.

- PMIN: Inyección mínima de potencia activa.
- PC1: Curva de capacidad baja.
- PC2: Curva de capacidad alta.
- QC1MIN: Potencia reactiva mínima para el PC1.
- QC1MAX: Potencia reactiva máxima para el PC1.
- QC2MIN: Potencia reactiva mínima para el PC2.
- QC2MAX: Potencia reactiva máxima para el PC2.