



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Análisis de la integración de energía fotovoltaica y
vehículo eléctrico en la red de distribución.

Analysis of the integration of photovoltaic energy
and electric vehicle in the distribution network

Autor

Iván Bautista del Monte

Directora

María Paz Comech Moreno

Escuela de Ingeniería y arquitectura
2017

Análisis de la integración de energía fotovoltaica y vehículo eléctrico en la red de distribución

RESUMEN

La integración de la generación distribuida presenta numerosas ventajas medioambientales, pero para que se haga realidad es necesario afrontar grandes retos en la operación y control de la red de distribución. Además, la implantación masiva de vehículos eléctricos conllevará un aumento significativo de la demanda eléctrica en las zonas urbanas, por lo que es necesario analizar los posibles impactos que la conexión de estos nuevos sistemas puede conllevar para evitar futuros inconvenientes.

En este trabajo se ha realizado el estudio mediante simulación en DigSILENT PowerFactory de un modelo de red desarrollado por CIGRE que está formado por 30 nudos. Se han definido tres escenarios basados en tres horizontes de planificación, según la evolución esperada en la demanda, en la potencia de generación distribuida y en la integración del vehículo eléctrico en la red eléctrica. Para la obtención de los casos de simulación se ha estudiado la información obtenida con relación a estos horizontes y extrapolado a la red CIGRE de trabajo. Una vez definidos teóricamente estos casos se han simulado en el programa y analizado los resultados. En este análisis se ha tomado el horizonte actual como la referencia para su comparación en los diferentes casos de estudio planteados, que incluyen la integración de la generación fotovoltaica, del vehículo eléctrico y de sistemas de almacenamiento. Además, se ha analizado la influencia de los posibles agrupamientos de generación conectada a la red de distribución y de los perfiles horarios de carga masiva de vehículos eléctricos.

En cada uno de los escenarios se ha analizado la variación en las curvas de demanda de la red, en los perfiles de tensión, en las pérdidas del sistema y en las posibles sobrecargas en la red.

Las conclusiones de este estudio muestran la necesidad de una correcta planificación, control y gestión tanto de los sistemas de generación como de la carga de vehículos. Estas conclusiones se detallan en el capítulo 4 de esta memoria.

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Iván Bautista del Monte,

con nº de DNI 18171890G en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo

de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la

Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
Grado _____, (Título del Trabajo)

Análisis de la integración de la energía fotovoltaica y el vehículo eléctrico en la
red de distribución

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada
debidamente.

Zaragoza, 22 de Septiembre de 2017



Fdo: Iván Bautista del Monte

Tabla de contenido

1	Introducción	3
2	Definición de los escenarios de simulación.....	5
2.1	Evolución del sistema eléctrico a partir de la situación actual	6
2.2	Definición de la potencia fotovoltaica instalada.....	10
2.3	Definición de la potencia debida a la carga de VE	11
2.4	Definición de la potencia de almacenamiento.....	12
2.5	Perfil de la demanda a lo largo de un día.....	12
2.6	Perfil de la generación FV a lo largo de un día	13
2.7	Perfil de la carga de los VE a lo largo de un día.....	14
2.8	Perfil de la carga/descarga de los sistemas de almacenamiento.....	14
3	Análisis de integración en la red	16
3.1	Estudio de la curva de demanda	16
3.1.1	Evolución de la curva de la demanda debido a la introducción de la generación FV	16
3.1.2	Evolución de la curva de la demanda debido a la introducción de la generación FV y el VE	17
3.1.3	Evolución de la curva de la demanda debido a la introducción de la generación FV, VE y almacenamiento.....	18
3.2	Estudio de las pérdidas en la red de distribución	19
3.2.1	Evolución de las pérdidas en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV.....	19
3.2.2	Evolución de las pérdidas en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV y el VE	20
3.2.3	Evolución de las pérdidas en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV, el VE y el almacenamiento	21
3.3	Estudio de la tensión	22
3.3.1	Evolución de la tensión en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV.....	22
3.3.2	Evolución de la tensión en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV y el VE	23
3.3.3	Evolución de la tensión en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV, el VE y el almacenamiento	24
3.4	Estudio de las sobrecargas en los elementos de la red de distribución	25
3.4.1	Evolución de la carga en los elementos en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV.....	25

3.4.2	Evolución de la carga en los elementos en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV y el VE.....	26
3.4.3	Evolución de la carga en los elementos en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV, el VE y el almacenamiento	27
3.5	Influencia del modelo de generación en la tensión y las pérdidas en la red de distribución.....	28
3.5.1	Evolución de la tensión en la red de distribución dependiendo de la conexión de generación FV.....	31
3.5.2	Evolución de las pérdidas en la red de distribución dependiendo de la conexión de generación FV.....	33
3.6	Influencia de las curvas de carga del VE en 2050. Alternativas a la curva de carga inicial	34
3.6.1	Evolución de la curva de demanda según el ciclo de carga del VE	36
3.6.2	Evolución de las pérdidas según el ciclo de carga del VE.....	36
3.6.3	Evolución de la tensión máxima en el sistema según el ciclo de carga del VE ...	37
4	Conclusiones.....	38
	Bibliografía	40
	Tabla de Figuras y tablas	41
	Anexo 1. Red modelo del CIGRE.....	42
	Anexo 2 Red con FV instalada	43
	Anexo 3 Red con FV+VE instalada	44
	Anexo 4 Red con FV+VE+almacenamiento	45

1 Introducción

Actualmente, existe una creciente necesidad en los países desarrollados de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, por lo que se está haciendo una gran apuesta por la generación mediante fuentes renovables y en especial por la generación distribuida.

Por otro lado, se espera un gran aumento del número de vehículos 100 % eléctricos o híbridos enchufables en los próximos años, por lo que el sistema de distribución debe ser capaz de proporcionar la energía necesaria para su empleo teniendo en cuenta este aumento en la demanda.

La integración de estos sistemas supone un gran reto para el control de las redes de distribución, ya que debe evitarse que se produzcan impactos negativos en el comportamiento de la red de distribución, es necesario analizar la integración de estos nuevos sistemas en la red, comprobando los diferentes aspectos que pueden verse afectados.

Este TFG analiza, desde el punto de vista de la red de distribución, la integración de recursos distribuidos y del vehículo eléctrico. Para ello, se han realizado una serie de estudios mediante DigSilent PowerFactory [1] de la red desarrollada por CIGRE y descrita en "*Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration*" [2].

La integración, tanto de los recursos distribuidos como del vehículo eléctrico, se espera que se realice de forma escalonada, por lo que, en este TFG se analizan diferentes escenarios definidos a partir de los objetivos de la Unión Europea para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [3]. De ese modo se han planteado tres escenarios, basado en tres horizontes: año 2017 (actualidad) que se usará como referencia, año 2030 (horizonte intermedio) en el cual la implantación de estos sistemas comienza a producir cambios significativos en la red, año 2050, en el cual los nuevos sistemas están totalmente implementados. Para el modelado de los diferentes escenarios se ha considerado la evolución esperada en la generación renovables distribuida, los vehículos eléctricos (a partir de ahora VE) y de sistemas de almacenamiento distribuido. La generación renovable distribuida considerada es la fotovoltaica (a partir de ahora FV), ya que se espera gran evolución en los próximos años debido a sus numerosas ventajas, como son, la ausencia de ruido o el bajo mantenimiento, que la hacen ideal para su instalación en entornos urbanos como el analizado en este estudio

En este TFG también se analiza la necesidad de la actualización y mejora de las redes de distribución, implementando sistemas inteligentes capaces de mejorar la eficiencia de la red, que permitan un mejor aprovechamiento de los recursos renovables disponibles, con una mayor comunicación dentro de la red y con la introducción de sistemas de consumo inteligente que sean capaces de optimizar los hábitos de consumo humanos.

También se debe valorar como la integración de una generación distribuida de suficiente potencia podría generar situaciones de trabajo en isla, siendo capaz de autoabastecer de forma autónoma el sistema y permitir a este desconectarse de red con las problemáticas surgidas de este tipo de comportamiento.

Para la realización de este trabajo se han seguido varios pasos. En el primer paso, se desarrolló una búsqueda bibliográfica y se realizó el análisis de la información recogida y acerca de los diferentes sistemas involucrados. Tras ello se comenzó un proceso de aprendizaje en el uso del software DigSILENT PowerFactory, al mismo tiempo que se definieron los escenarios de simulación que se relacionaban con los horizontes extraídos de la documentación. Una vez definido los escenarios y aprendido el manejo del software se realizó el modelado de los escenarios, su simulación y el análisis de los resultados obtenidos, para obtener así las conclusiones del trabajo.

Este documento se ha estructurado en cuatro capítulos, comenzando con esta introducción. En el capítulo 2 se describen los escenarios de simulación definidos, especificando los horizontes y la situación actual de las redes del horizonte actual, el horizonte 2030 y el horizonte 2050 y los objetivos a alcanzar, además se definen los casos de estudio, explicando la obtención de los modelos y los experimentos a realizar, planteando su dimensionamiento y los perfiles de trabajo. En el capítulo 3 se exponen y analizan los resultados de las diferentes los experimentos y se explican los datos obtenidos. En el capítulo 4, se especifican las conclusiones y se indican los objetivos que se han cumplido y los que no. Además de la memoria se anexan las redes completas que se han estudiado y casos que se han considerado de menor importancia o cuyos resultados se repetían.

El proyecto se engloba dentro del departamento de ingeniería eléctrica, trabajando con redes de distribución.

2 Definición de los escenarios de simulación

Los estudios de simulación desarrollados en este TFG se han realizado tomando como referencia una red de distribución “tipo”. Se trata de una red desarrollada por CIGRE[2], compuesta por un anillo de distribución en 20 kV que se conecta a la red de transporte mediante dos transformadores 110/20 kV. La Figura 1. Figura 1 muestra un detalle de esta red modelada en DigSILENT PowerFactory, en la que se observa el nudo de 110 kV y los dos transformadores. Esta red, conectada en anillo, se opera de forma radial, mediante la apertura de diferentes interruptores. En cuanto a la potencia instalada, en esta red se distinguen tanto cargas domésticas como industriales, con una demanda total de 3,99 MW y 0,964 MVar. Separando la carga doméstica es 3,31MW y 0,736MVar y la carga industrial 0,68MW y 0,228MVar. La red completa se describirá en Anexo 1. Red modelo del CIGRE.

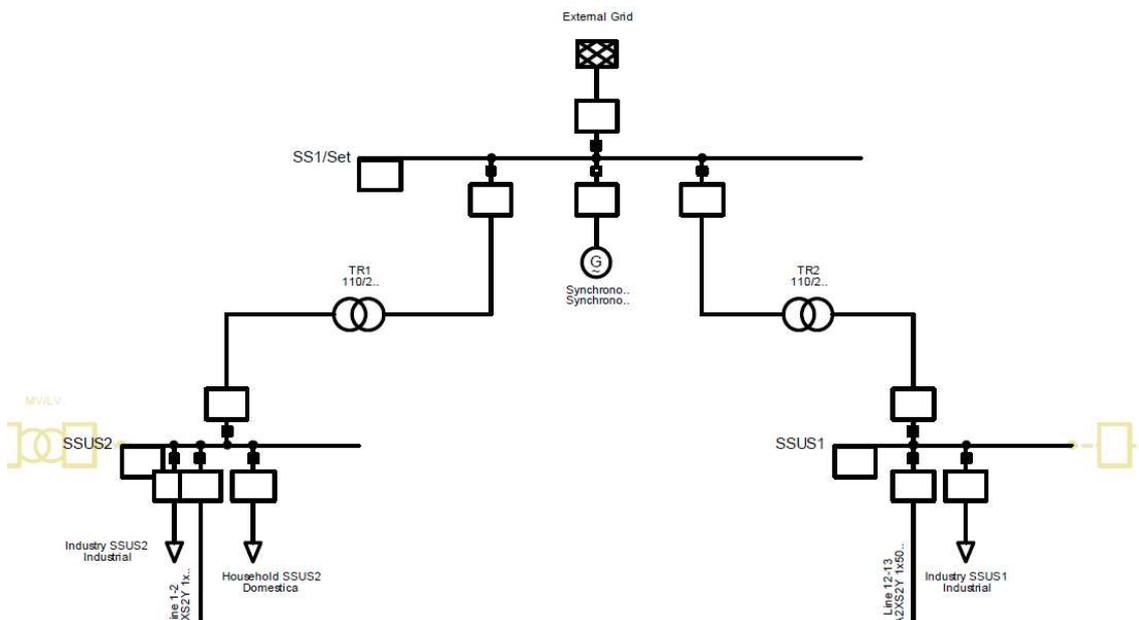


Figura 1. Detalle de la red simulada.[2]

Una de las etapas clave para el desarrollo de este TFG ha sido la definición de los escenarios de simulación, ya que de esta definición depende la validez de los resultados obtenidos. En este estudio se han definido tres escenarios que se corresponden con tres horizontes de planificación: Año 2017, Año 2030 y Año 2050. En escenario del año 2017 se corresponde con el estado actual de la red y se ha tomado como base de comparación para los análisis de resultados.

En cada uno de estos escenarios se ha definido un valor para la potencia fotovoltaica instalada a nivel de distribución y un número de vehículos eléctricos a partir de la bibliografía consultada. A continuación, en los apartados desde el 2.1 al 2.4 se muestran los principales datos empleados y las consideraciones realizadas para esta definición.

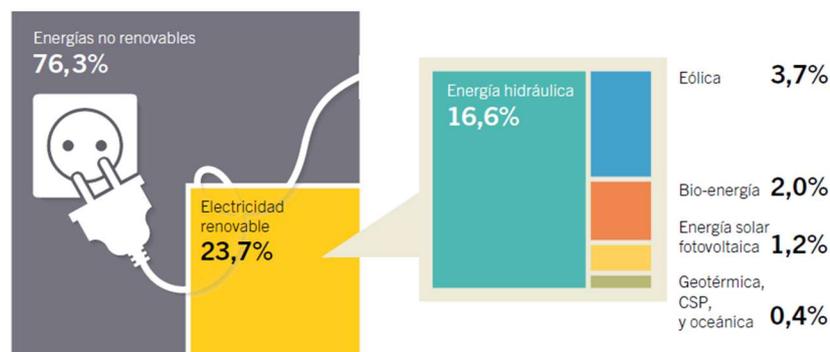
Por otro lado, las simulaciones realizadas en este TFG son las que en DigSILENT PowerFactory se denominan cuasi-dinámicas. El objetivo de estas simulaciones es el de evaluar la evolución de los diferentes parámetros a lo largo del día y del año. En estas simulaciones, deben definirse los perfiles de los diferentes parámetros variables, que en este caso son la demanda de las diferentes cargas residenciales e industriales del sistema, la generación fotovoltaica, y la demanda debida a los VE. La definición de estos perfiles se muestra en los apartados desde el 2.5 al 2.8.

2.1 Evolución del sistema eléctrico a partir de la situación actual

La definición de la generación distribuida en este escenario se ha realizado a partir de las directivas que propone la Unión Europea para el crecimiento de la energía [3] y el modelo para alcanzar una economía hipocarbónica en 2050 según los estudios del Deloitte[4]. Como se observa en los gráficos anteriores, según estas fuentes, se busca un mayor consumo de energía final eléctrica y una mayor participación de la generación renovable para la obtención de dicha electricidad.

En la Figura 2 muestra el estado de la generación en el año 2015, que puede ser asimilado a la situación actual en el que se observa una gran dependencia de las energías no renovables. Las energías renovables representan un apoyo cada vez más significativo, con un alto porcentaje de generación hidroeléctrica.

Participación estimada de energía renovable en la producción de electricidad a nivel mundial, finales de 2015

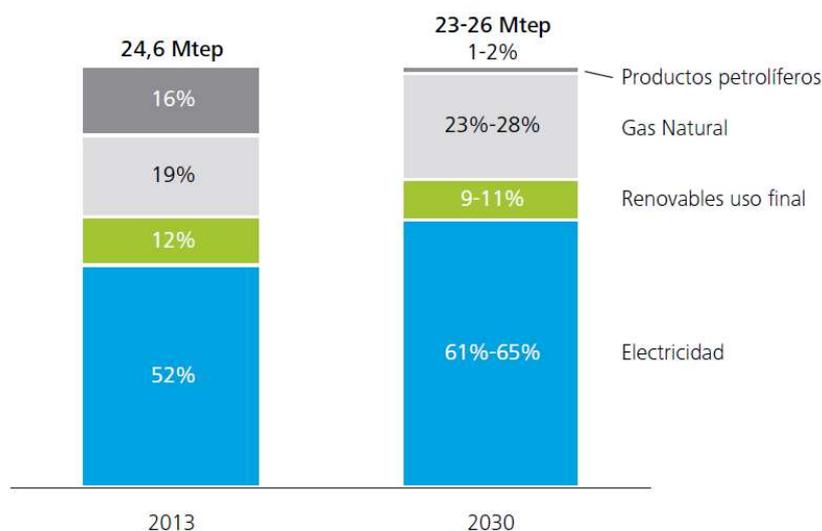


Basado en la capacidad de generación de energía renovable a finales de 2015. Los porcentajes no corresponden a la suma total debido al redondeo.

Figura 2. Participación de la energía renovable en la producción de energía eléctrica a nivel mundial a finales de 2015[5]

Las siguientes figuras muestran los datos empleados para la definición del escenario 2030 en cuanto a la generación distribuida. En la Figura 3 se muestra la distribución de consumos de energía final según la demanda doméstica para los años 2013 y 2030 según el IDAE. En el año 2013, los consumos domésticos son principalmente consumos de electricidad, siendo en menor medida el consumo de otras fuentes de combustible como el carbón, el gas natural o productos petrolíferos. Se observa un cambio en 2030 en el cual se incrementa el consumo de electricidad y el gas natural, reduciéndose de manera significativa el consumo de productos petrolíferos y levemente las renovables de uso final.

Evolución del consumo de energía final en el sector residencial y servicios (Mtep)

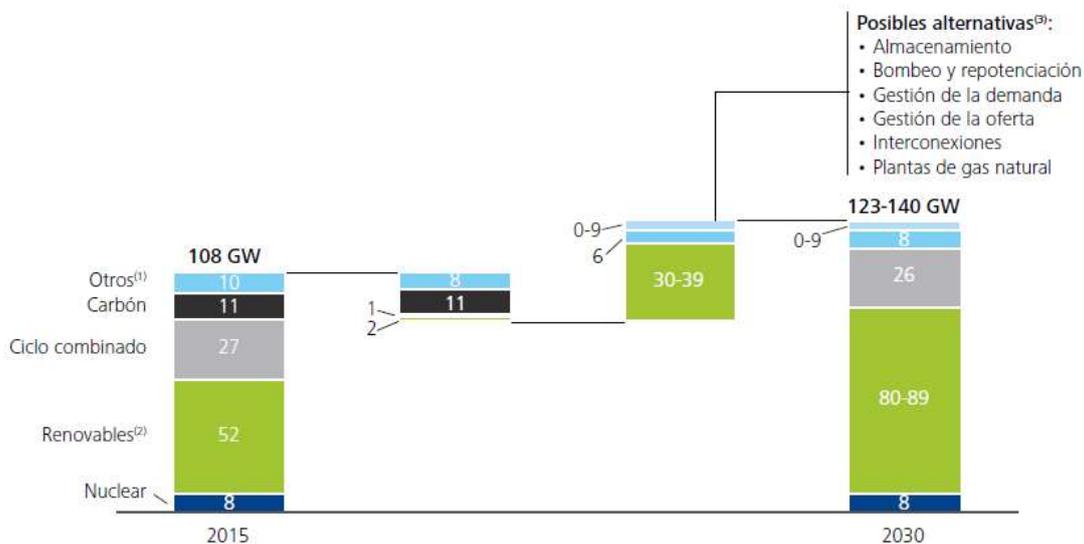


Nota: Se muestran valores medios. No se incluye la generación de calor por medio de la cogeneración.
Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Figura 3. Evolución del consumo de energía final en el sector residencial[4]

Este aumento del consumo de electricidad en el sector residencial repercutirá directamente en la introducción de energías renovables para su producción, puesto que, como se muestra en la Figura 4, el principal productor de esta energía serán las energías renovables.

Capacidad instalada de generación eléctrica (GW)

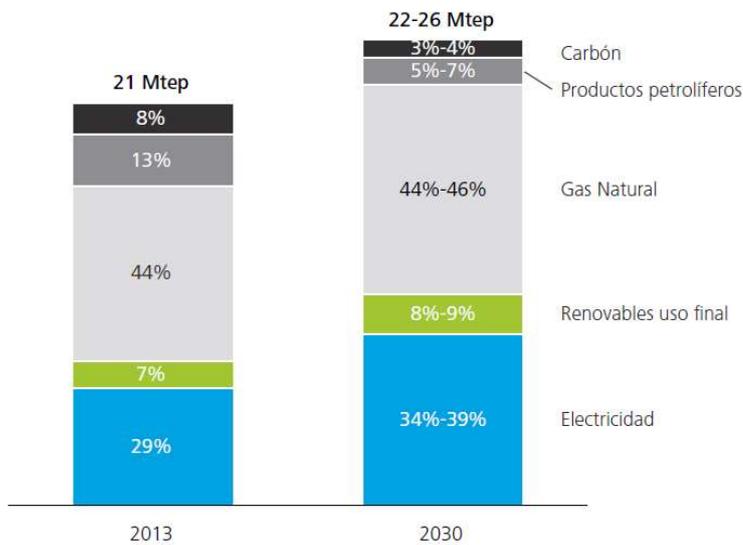


(1) Incluye fuelgás, cogeneración y otros
(2) Incluye generación hidráulica y bombeo. Incluye generación solar centralizada y generación solar descentralizada.
(3) Tecnología de respaldo dependiente de la evolución tecnológica del almacenamiento. El dato mostrado en la gráfica equivale al respaldo proporcionado por tecnología de generación con gas natural
Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

Figura 4. Evolución del parque de generación eléctrica en el horizonte 2030[4]

La evolución de la demanda industrial se muestra en la Figura 5, y proviene en mayor medida de fuentes de energía no eléctrica, siendo la principal fuente de generación el gas natural.

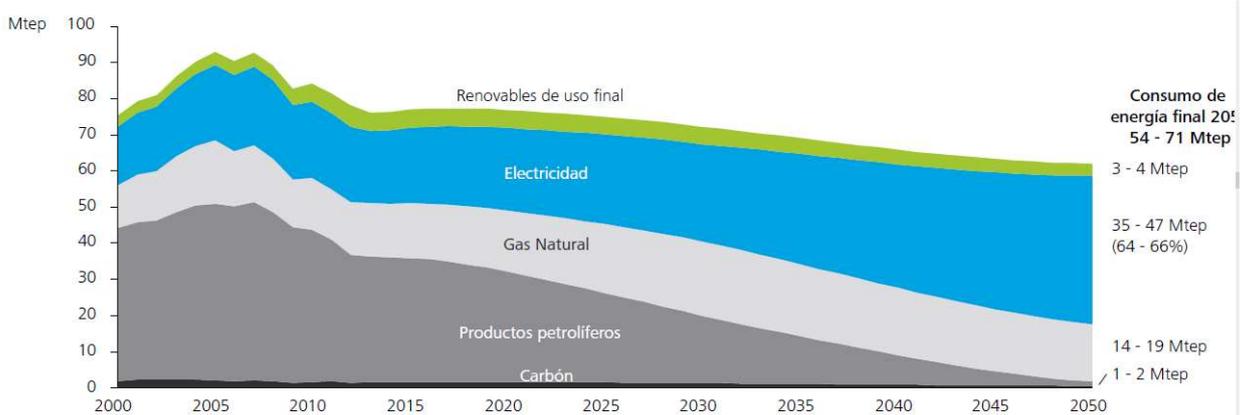
Evolución del consumo de energía final en el sector industrial (Mtep)



Nota: Se muestran valores medios. No se incluye la generación de calor por medio de la cogeneración.
Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Figura 5. Evolución del consumo de energía final en el sector industrial[4]

Para la definición de la generación distribuida en el año 2050 se han empleado los datos mostrados en las siguientes figuras. En la Figura 6 se muestran las previsiones para la evolución del consumo de energía final según [4], para alcanzar una economía hipo carbónica en el 2050. Esta figura muestra que la generación de energía no renovable basada en los productos petrolíferos y el carbón tiende a desaparecer, aunque el consumo de gas natural y renovables de uso final se mantienen prácticamente constantes. Sin embargo, la energía eléctrica pasa a ser la principal fuente de energía final.



Notas:
No considera el calor generado por la cogeneración.
No incorpora los consumos derivados del transporte marítimo ni aéreo internacional
Se muestran valores medios
Fuente: IDAE; análisis Monitor Deloitte

Figura 6. Evolución del consumo de energía final por el tipo de vector energético[4]

Como se observa en la Figura 7 la base de la generación eléctrica para el año 2050 es la procedente de fuentes renovables, con apoyo de energías de respaldo entre las que se encuentran los sistemas de almacenamiento. Además, se observa que el parque de generación en el horizonte 2050, ha duplicado su tamaño respecto al que encontramos en la actualidad. Viendo como la energía renovable de 2050 supera ampliamente a todo el parque de generación del año 2015.

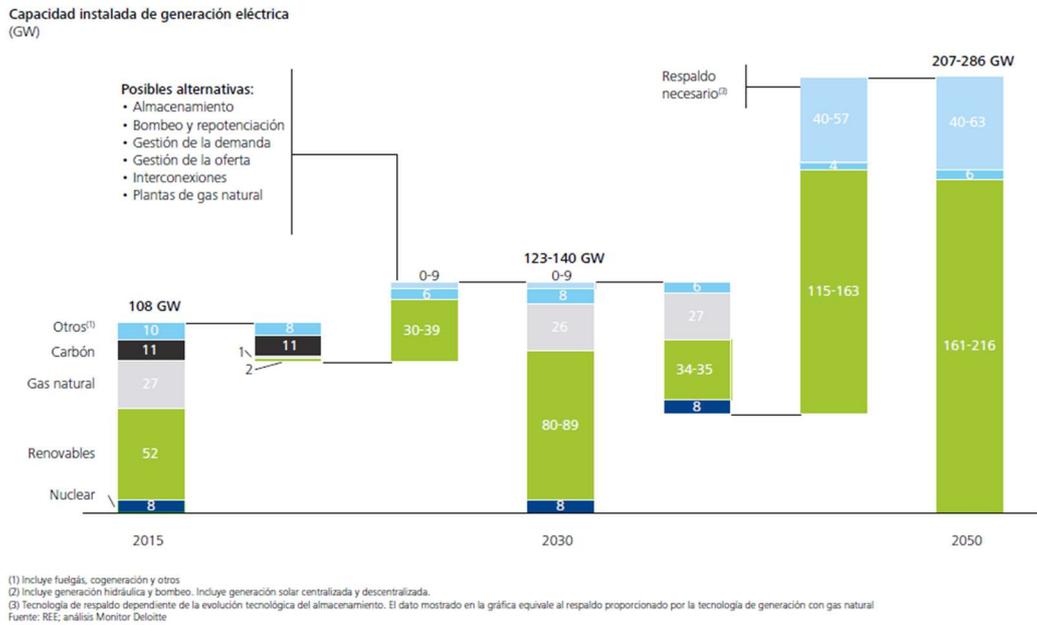


Figura 7. Evolución del parque de generación en el horizonte 2050[4]

La Figura 8 muestra la evolución de la masiva de VE, tanto puramente eléctrico como híbrido enchufable, según la cual empieza a ser significativo en su nivel de carga para el año 2030. En esta se muestra como el VE + enchufable supone cerca de un 30% del parque de turismos y prácticamente un 100 % para el año 2050. En la figura, el grupo denominado “Vehículo híbrido” incluye tanto los vehículos híbridos como los híbridos enchufables.

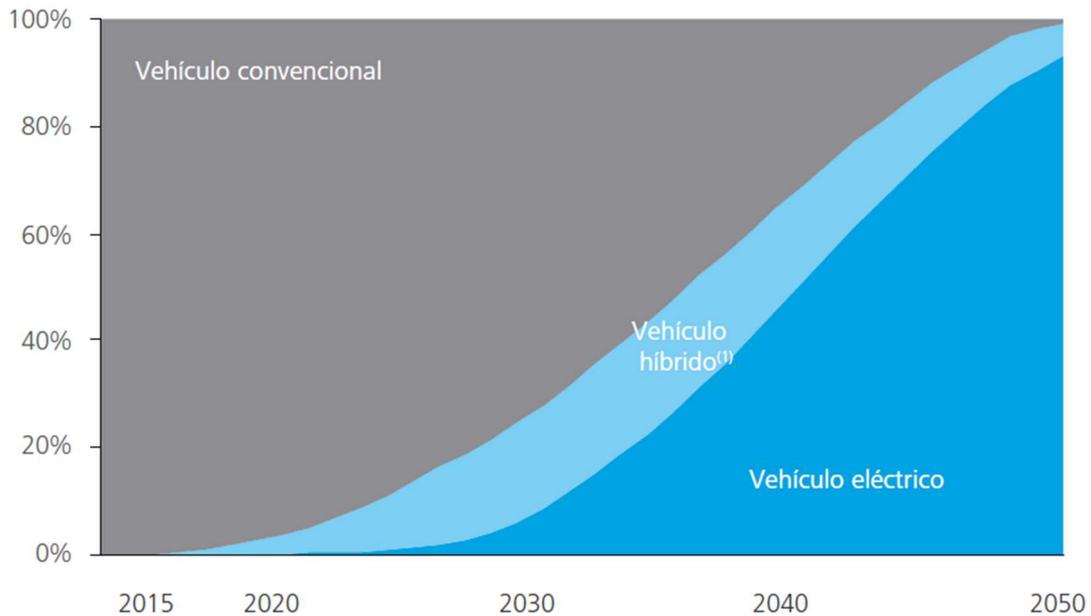


Figura 8. Evolución del parque de vehículos de transporte en España[4]

A partir de los datos anteriores, se puede concluir que, en la actualidad, tanto la generación distribuida como la integración del vehículo eléctrico pueden considerarse como residuales. Debido a ello, en la definición del escenario actual, no se han considerado ninguno de estos dos elementos y el total de la demanda de esta red de distribución se abastece desde la red de transporte a través de los dos transformadores 110/20kV mostrados en la Figura 1.

Estos sistemas, tanto el FV, como los VE y los sistemas de almacenamiento se irán instalando de forma progresiva hasta que en el escenario 2050 alcanzarán una gran importancia.

2.2 Definición de la potencia fotovoltaica instalada

En el escenario correspondiente al año 2017, no se ha valorado la conexión de generación fotovoltaica en la red de distribución, ya que, según el análisis anterior, esta generación puede considerarse como residual en la actualidad.

El cálculo de la potencia fotovoltaica instalada en el año 2030, se ha realizado considerando los datos mostrados en el apartado anterior, de manera que un 51,275 % de la energía eléctrica consumida en las cargas domésticas, se abastece mediante energía solar, y un 23,1 % de la consumida en la industria siguiendo los parámetros obtenidos en el Deloitte[4] en el que para valorar de manera más significativa la instalación como energía renovable se usa solo la FV, resultando los datos indicados en la Tabla 1

En el escenario correspondiente al año 2050, no se han encontrado datos en los que se diferenciaron los consumos domésticos de los industriales, debido a la lejanía de este horizonte. Debido a ello, en la definición de este escenario se ha supuesto el mismo valor de energía renovable para ambos tipos de consumo, según lo mostrado en la Figura 6 y la Figura 7, siendo este de un 58% de la energía consumida renovable y una energía de respaldo sobre 6,6% de la demanda.

Los valores de la potencia total instantánea en kW de energía FV según el horizonte se desglosa, en la Tabla 1. Esta potencia total se ha modelado de forma distribuida a lo largo de los nudos del sistema analizado, dependiendo de si las cargas conectadas en ellos eran domésticas o industriales.

	Horizonte 2017	Horizonte 2030	Horizonte 2050
Total	0	1856,79277	2318,0976
Industrial	0	157,84692	396,3256
Domestica	0	1698,94585	1921,772

Tabla 1. Potencia FV instalada en kW

2.3 Definición de la potencia debida a la carga de VE

En cuanto al dimensionamiento de la demanda debida a los vehículos eléctricos, en primer lugar, es necesario conocer el número total de vehículos, ya que los datos de la Figura 8 son valores relativos respecto al total de vehículos. Este número de vehículos se ha realizado a partir de una estimación del número de hogares total conectados a la red de distribución, que puede obtenerse mediante:

$$n^{\circ} \text{ de hogares reales} = \text{redondeo} \left(\frac{P_{\text{nominal de la carga doméstica}}}{P_{\text{referencia}}} \right) \quad (1)$$

Donde $P_{\text{nominal de la carga doméstica}}$ es la potencia correspondiente a todas las cargas domésticas de la red analizada y $P_{\text{referencia}}$ se ha tomado igual a 5 kW de potencia contratada por hogar. A partir de esos valores, se ha estimado la existencia de 663 hogares.

El número de vehículos que se conectará en esta red de distribución se ha calculado a partir de este número de hogares, considerando que los datos estadísticos del parque actual de vehículos indican que la media es de 1,6 vehículos por vivienda[6]. La potencia total demandada para la carga de vehículos puede obtenerse aplicando las siguientes ecuaciones:

$$n^{\circ} \text{ Vehículos} = n^{\circ} \text{ de hogares reales} * n^{\circ} \text{ de vehículos por hogar} \quad (2)$$

$$\text{Carga del VE} = \text{Carga por hora} * n^{\circ} \text{ VE} \quad (3)$$

El resultado son unos 1064 vehículos en la zona correspondiente a la red de distribución. Tomando los valores de la Figura 8, y los resultados anteriores se ha confeccionado la Tabla 2, donde se muestran las previsiones en cuanto a VE en los horizontes 2030 y 2050.

	VE2030	HIBRIDOS2030	TOTAL 2030	VE2050	HIBRIDOS2050	TOTAL 2050
Nº de vehiculos	160	213	373	958	106	1064
Carga (kW)	400	532,5	932,5	2395	265	2660

Tabla 2. Carga generada por el VE y cantidad de VE

2.4 Definición de la potencia de almacenamiento

En este TFG también se va a analizar la inclusión de sistemas de almacenamiento instalados al comienzo de la red con intención de limitar la demanda en las horas punta picos y aumentarla en los valles y buscando disminuir las pérdidas en el sistema. La Figura 9 muestra el punto de conexión de este sistema de almacenamiento.

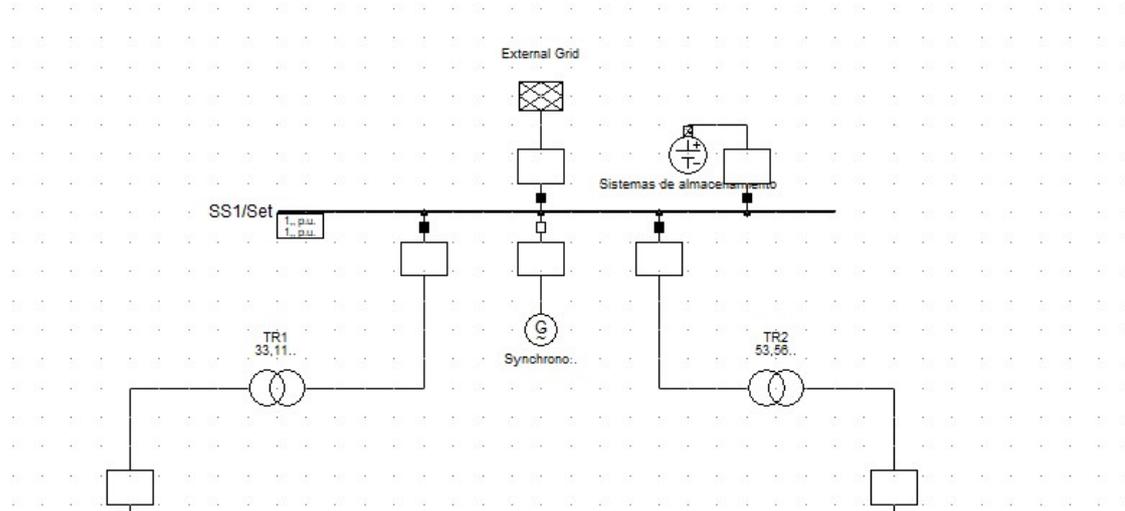


Figura 9. Situación de los sistemas de almacenamiento

En este TFG, los sistemas de almacenamiento se han planteado para que realicen una carga en las horas de menor consumo y descarga en las horas de mayor, basándose en las curvas de demanda del sistema obtenidas en un primer pre-estudio, analizando los valores de la potencia consumida por la red en las horas valle y las horas pico.

La potencia nominal del sistema de almacenamiento se ha obtenido mediante la siguiente expresión:

$$P_{nom} = Demanda\ en\ el\ nodo * Porcentaje\ estimado\ a\ abastecer \quad (4)$$

Una vez obtenida la potencia de cada nodo se sumarán obteniendo la potencia nominal total

La siguiente tabla resume los valores obtenidos para los horizontes 2030 y 2050.

	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO 2030	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO 2050
Potencia nominal(kW)	181,85076	263,78352

Tabla 3. Potencia instalada de almacenamiento

2.5 Perfil de la demanda a lo largo de un día

Como ya se ha comentado, los estudios de este TFG se realizarán mediante diferentes simulaciones que en DigSILENT PowerFactory se denominan cuasi-dinámicas. Estas simulaciones permiten de evaluar la evolución de los diferentes parámetros a lo largo del día y del año. En estas simulaciones, se definen los perfiles de los diferentes parámetros variables, que en este caso son la demanda de las diferentes cargas residenciales e industriales del sistema, la generación fotovoltaica, y la demanda debida a los VE.

Para la realización de los estudios se ha empleado junio como mes de referencia, ya que en ese mes la radiación solar es mayor y se espera una mayor influencia de la generación FV. Para la demanda de las cargas domésticas e industriales se ha considerado el perfil correspondiente a los días laborables, por representar una mayor potencia consumida.

El perfil de demanda seleccionado está basado en uno de los modelos definidos en la librería del programa, que se muestra en la Figura 10. Esta curva se corresponde con la curva de consumo doméstica definida en intervalos quinceminutales.

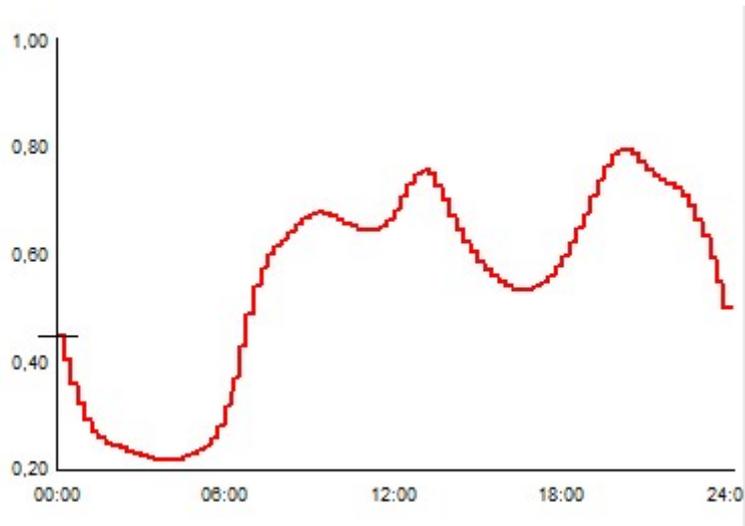


Figura 10. Curva de demanda en tanto por uno para las cargas domésticas e industriales[1]

2.6 Perfil de la generación FV a lo largo de un día

La definición de los perfiles de generación FV se ha realizado a partir de la curva de irradiancia mostrada en la Figura 11, que se ha obtenido de la página web PVGIS[7] indicando las coordenadas de Zaragoza. Para definir la potencia instalada en cada punto de la red, se ha tomado como base unos módulos solares de 240 Wp de potencia pico, y se calculará la cantidad de módulos necesarios para alcanzar la potencia necesaria.

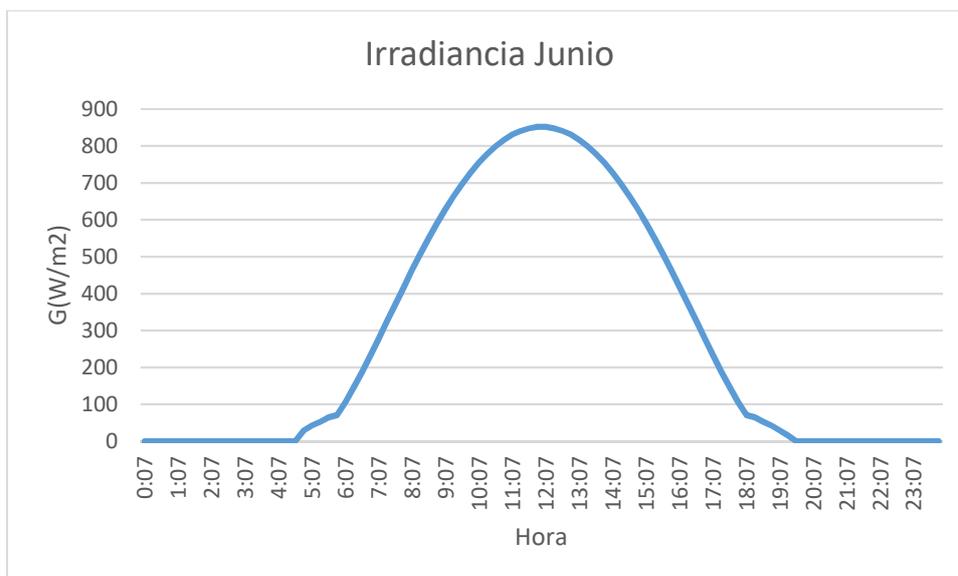


Figura 11. Curva de irradiancia en el mes de junio en Zaragoza[7]

2.7 Perfil de la carga de los VE a lo largo de un día

El perfil de la carga de los VE se muestra en la Figura 12. Esta curva se ha definido suponiendo la carga masiva, estimando la demanda según este artículo[8] , en las horas de consumo más bajo para intentar reducir los valles en el sistema y no sobrecargar el sistema en las horas cuya carga es más alta. Sin embargo, se analizará la influencia de la carga de los VE mediante la implementación de diferentes curvas de carga en el apartado 3.6, para comprobar diferentes soluciones.

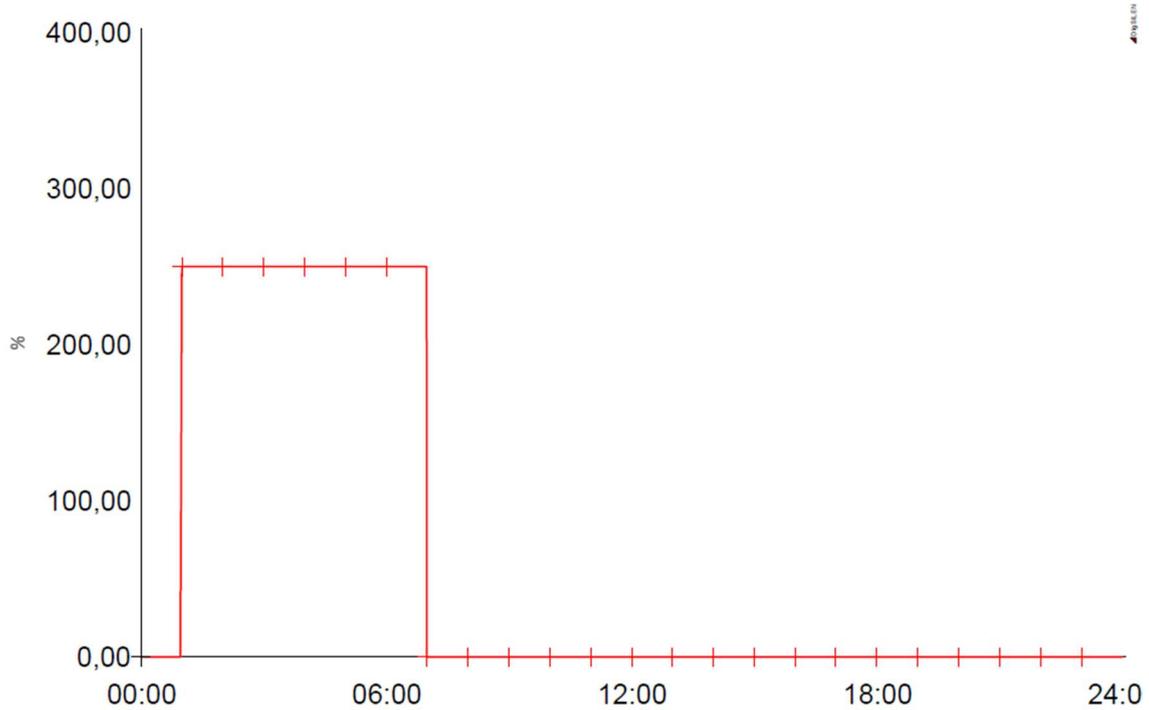


Figura 12. Ciclo de carga del VE

2.8 Perfil de la carga/descarga de los sistemas de almacenamiento

El perfil de carga/descarga de los sistemas de almacenamiento, se ha obtenido a partir de un pre-estudio realizado sobre la curva de demanda de la red de distribución analizada, en la que se ha considerado el perfil de carga mostrado en el apartado 2.5 y de la de generación fotovoltaica del apartado 2.6. La implantación de este sistema de almacenamiento se ha planteado en los escenarios 2030 y 2050 por lo que se ha tomado como referencia la curva de demanda del sistema para ese caso. El resultado es la Figura 13.

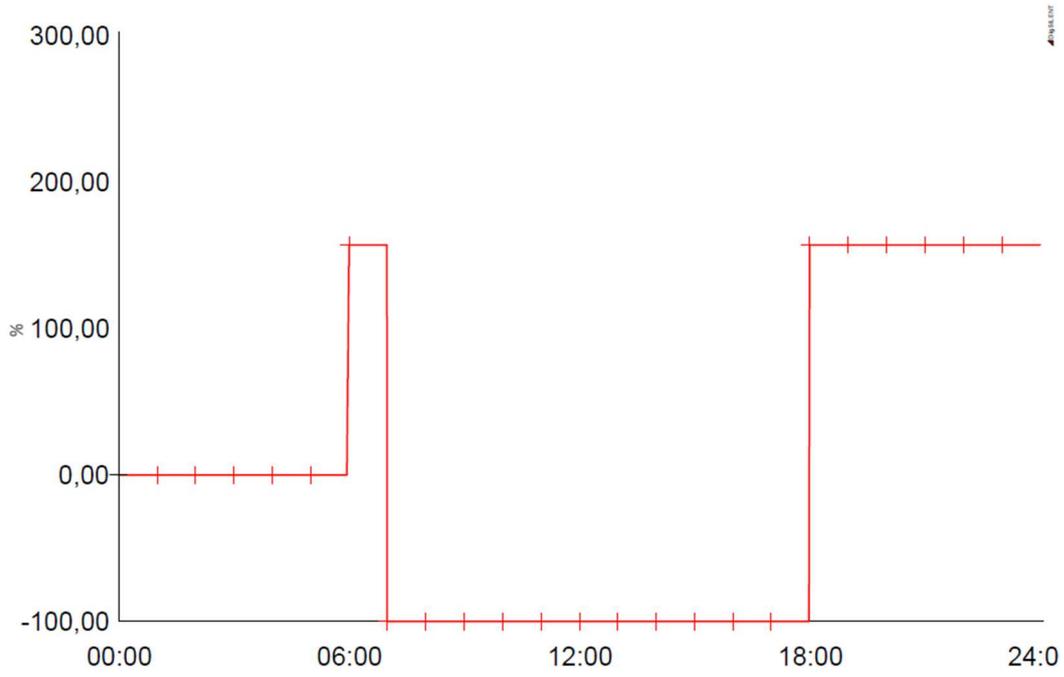


Figura 13. Ciclo de funcionamiento de la batería

3 Análisis de integración en la red

Se han realizado diferentes casos de estudio cuyos resultados se resumen en este capítulo. En cada uno de estos casos, se ha analizado la evolución de la curva de la demanda, de las pérdidas en la red de distribución, la evolución de la tensión y las posibles sobrecargas, tomando como referencia la red correspondiente al horizonte actual definido en [2]. Los resultados mostrados se han clasificado de forma que, en primer lugar, se comparan los resultados obtenidos en los diferentes horizontes teniendo en cuenta la generación FV, teniendo en cuenta la generación FV y el VE y, por último, teniendo en cuenta la generación FV, el VE y los sistemas de almacenamiento distribuido.

Además, se ha analizado la influencia de la localización de los sistemas de generación FV y la influencia de los perfiles de carga de los VE en el comportamiento de la red simulada.

3.1 Estudio de la curva de demanda

3.1.1 Evolución de la curva de la demanda debido a la introducción de la generación FV

La Figura 14 muestra las curvas de demanda para un día laborable del mes de junio para los tres horizontes analizados cuando se integran los sistemas fotovoltaicos. En color verde aparece la curva correspondiente al horizonte actual, en la que existen dos picos, uno a las 13:00 del mediodía, coincidiendo con la hora de la comida según el horario europeo y a las 20:00. También se destaca un valle en las horas nocturnas que alcanza su mínimo a las 03:45 de la mañana. En esta curva de demanda se distinguen claramente en dos zonas con una variación de demanda entre ellas de más de 2000 kW en sus puntos extremos

En color azul se muestra la curva correspondiente al año 2030 y en color amarillo la del año 2050. En ambas curvas se observa una considerable reducción (unos 1000 kW en 2030 y 200 kW adicionales en 2050) en el pico que se producía a mediodía, ya que se corresponde con la mayor producción de FV. Se mantiene el pico de las 20:00 e incluso elevando levemente ese pico. En cuanto a las horas valle se observa una reducción en la demanda inicial a las 05:15, que coincide con las primeras horas de energía solar en el mes de junio. Además, el aumento en la demanda se suaviza durante las primeras horas de la mañana debido al aumento de la generación FV durante esas horas.

En general, se observa que el efecto de la generación FV produce un aplanamiento de la curva durante las horas centrales del día.

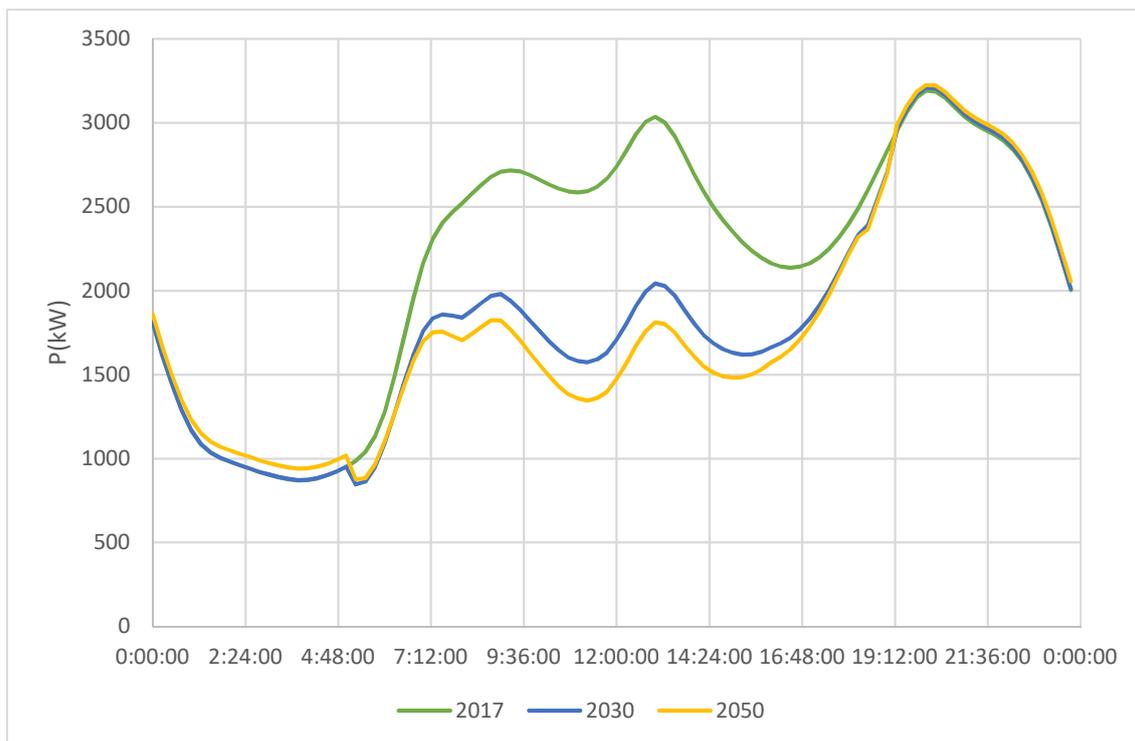


Figura 14. Evolución de la demanda con la integración de la energía FV

3.1.2 Evolución de la curva de la demanda debido a la introducción de la generación FV y el VE

La Figura 15 muestra las curvas de demanda para un día laborable del mes de junio para los tres horizontes analizados cuando se integran los sistemas fotovoltaicos y el VE. En color verde aparece la curva correspondiente al horizonte actual, en la que existen dos picos de igual manera que en el caso de la FV, esto es debido a que en el horizonte actual la integración del VE se desprecia por lo que la curva es similar a la de la Figura 14. Los picos se producen uno a las 13:00 del mediodía, coincidiendo con la hora de la comida según el horario europeo y otro a las 20:00. También se destaca un valle en las horas nocturnas que alcanza su mínimo a las 03:45 de la mañana. En esta curva de demanda se distinguen claramente en dos zonas con una variación de demanda entre ellas de más de 2000 kW en sus puntos extremos

En color azul se muestra la curva correspondiente al año 2030 y en color amarillo la del año 2050. En ambas curvas se observa una considerable reducción (unos 1000 kW en 2030 y 200 kW adicionales en 2050) en el pico que se producía a mediodía punto que se corresponde con la mayor producción de FV, dejando de ser este el segundo pico más importante. El segundo pico más destacable se produce ahora a las 06:45 de la mañana con un aumento significativo (unos 600kW en 2030 y 2300kW en 2050) en el caso de 2050 este pico superara al pico de las 20:00 siendo ahora el pico más importante. Se mantiene el pico de las 20:00 e incluso elevando levemente ese pico. En cuanto a las horas valle se observa una variación total en la demanda, siendo estas de valores similares a las del mediodía en 2030 y convirtiéndose en las horas de mayor carga en 2050, desplazando las horas de valle al mediodía.

En general, se observa que el efecto de la generación FV y el VE producen una variación de los picos de consumo haciendo que coincidan con las horas de carga del VE, siendo este un gran problema para la operación del sistema y haciendo necesaria la modificación de las redes y la implementación de otras alternativas.

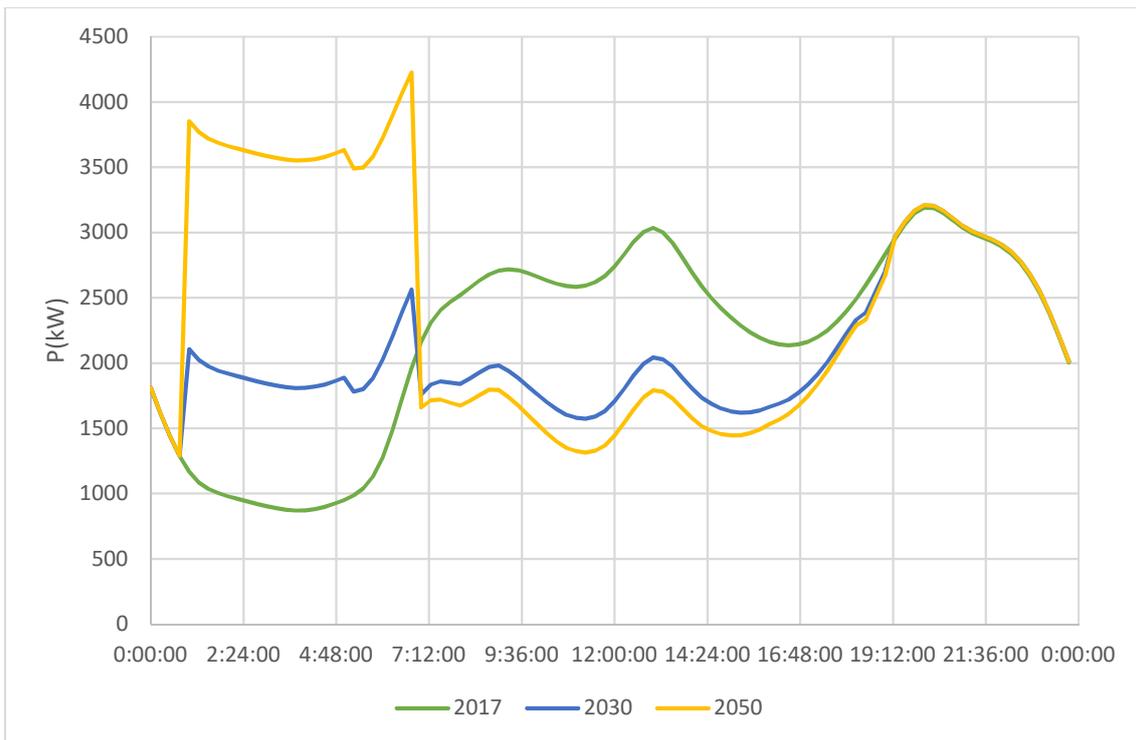


Figura 15. Evolución de la demanda con la integración del VE+FV

3.1.3 Evolución de la curva de la demanda debido a la introducción de la generación FV, VE y almacenamiento

La Figura 16 muestra las curvas de demanda para un día laborable del mes de junio para los tres horizontes analizados cuando se integran los sistemas fotovoltaicos, el VE y los sistemas de almacenamiento. En color verde aparece la curva correspondiente al horizonte actual, en la que existen dos picos de igual manera que en el caso de la FV, esto es debido a que en el horizonte actual la integración del VE se desprecia por lo que la curva es similar a la de la Figura 14. Los picos se producen uno a las 13:00 del mediodía, coincidiendo con la hora de la comida según el horario europeo y otro a las 20:00. También se destaca un valle en las horas nocturnas que alcanza su mínimo a las 03:45 de la mañana. En esta curva de demanda se distinguen claramente en dos zonas con una variación de demanda entre ellas de más de 2000 kW en sus puntos extremos.

En color azul se muestra la curva correspondiente al año 2030 y en color amarillo la del año 2050. En ambas curvas se observa una considerable reducción (unos 900 kW en 2030 y 250 kW adicionales en 2050) en el pico que se producía a mediodía punto que se corresponde con la mayor producción de FV, dejando de ser este el segundo pico más importante. El segundo pico más destacable se produce ahora a las 06:45 de la mañana con un aumento significativo, aunque ligeramente amortiguado por los sistemas de almacenamiento (unos 550kW en 2030 y 2200kW en 2050) en el caso de 2050 este pico superara al pico de las 20:00 siendo ahora el pico más importante. Se mantiene el pico de las 20:00 este se reduce debido a la introducción de los sistemas de almacenamiento (esta reducción es de unos 270kW en 2030 y hasta 370kW en 2050). En cuanto a las horas valle se observa una variación total en la demanda, siendo estas de valores similares a las del mediodía en 2030 y convirtiéndose en las horas de mayor carga en

2050, desplazando las horas de valle al mediodía. En las horas del mediodía se observa una reducción de la diferencia debido a la carga de las baterías.

En general, se observa que el efecto de la generación FV y el VE producen una variación de los picos de consumo haciendo que coincidan con las horas de carga del VE, siendo este un gran problema para la operación del sistema y haciendo necesaria la modificación de las redes y la implementación de otras alternativas.

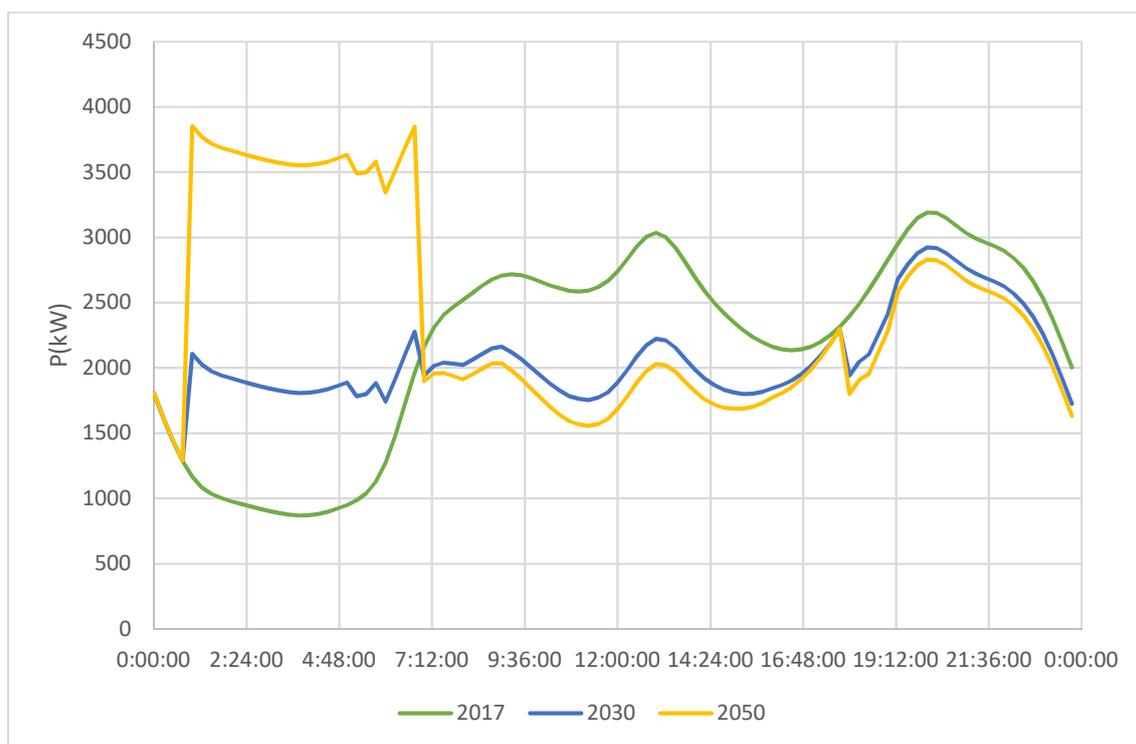


Figura 16. Evolución de la demanda con la integración de VE+FV+almacenamiento

3.2 Estudio de las pérdidas en la red de distribución

3.2.1 Evolución de las pérdidas en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV

El análisis de las pérdidas del sistema es uno de los análisis más significativos del sistema, esta muestra como varía la eficiencia del sistema con la introducción de las diferentes tecnologías y la necesidad de posibles variaciones en la operación del sistema.

En la Figura 17 se comparan las curvas correspondientes a los tres horizontes analizados. En color verde se muestra la curva de 2017, que se toma como referencia. Esta curva conserva una forma muy similar a la curva de demanda, ya que las pérdidas en la red de distribución dependen de la corriente que circula por los diferentes elementos. Esta curva presenta un valle en las horas nocturnas en las cuales las pérdidas son ligeramente superiores a los 2 kW y dos picos, uno a las 13:00 del mediodía y otro a las 20:00 de la tarde. También es destacable el valle que se produce entre los dos picos siendo esta muy significativa bajando de 15,62 kW hasta 7,95 kW a las 16:30 de la tarde, para volver al máximo a las 20:00.

En color azul aparece la curva correspondiente al 2030 y en color amarillo la del 2050. Al igual que ocurría en el estudio de la curva de la demanda, durante las horas centrales del día se produce una gran disminución en las horas centrales del día, coincidiendo con las de mayor generación FV. Por ejemplo, a las 13:00 las pérdidas en la red de distribución se reducen alrededor de 9 kW en 2030 y 1 kW adicional en 2050, lo que equivale a un 58 % y a un 64 % de reducción de pérdidas respectivamente. Respecto a las pérdidas durante las horas valle, se mantienen, ya que desde la 01:00 hasta las 5:00 de la mañana, aproximadamente, no se produce modificación en la curva de demanda, y, por tanto, tampoco se modifica la corriente que circula por las líneas y transformadores.

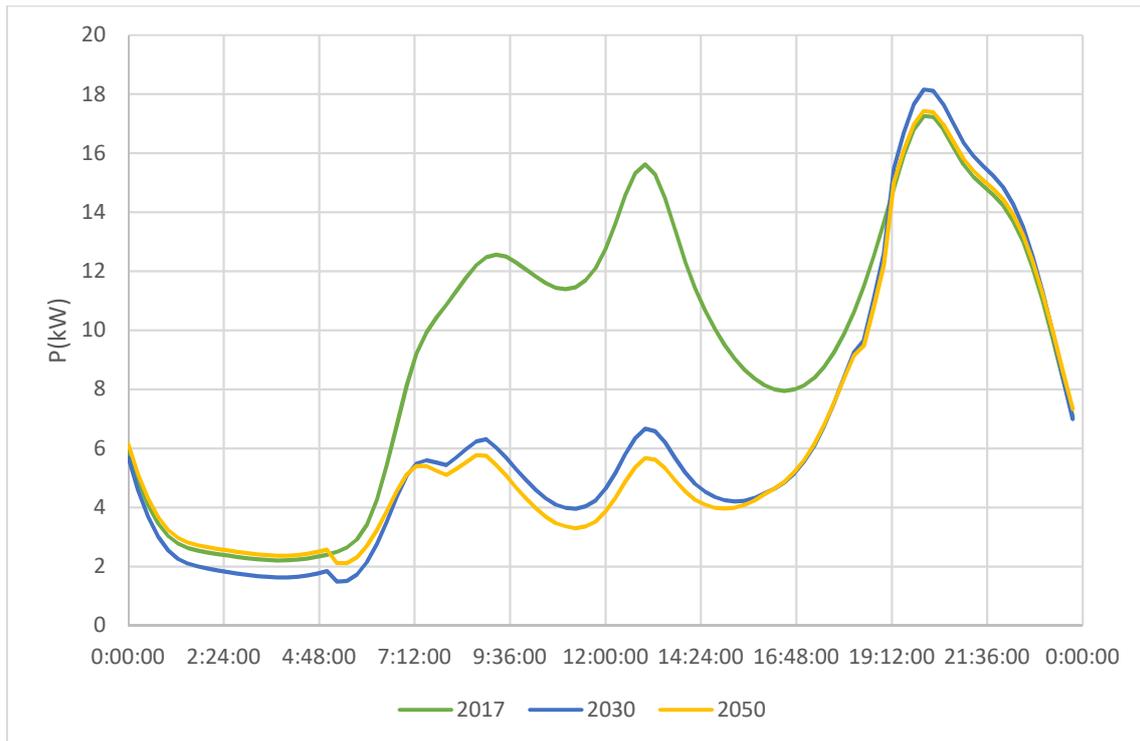


Figura 17. Evolución de las pérdidas con la integración de FV

3.2.2 Evolución de las pérdidas en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV y el VE

En la Figura 18 se muestran las curvas correspondientes a los tres horizontes analizados. En color verde se muestra la curva de 2017, curva de referencia. Esta curva conserva una forma muy similar a la curva de demanda, ya que las pérdidas en la red de distribución dependen de la corriente que circula por los diferentes elementos. Esta curva presenta un valle en las horas nocturnas en las cuales las pérdidas son ligeramente superiores a los 2 kW y dos picos, uno a las 13:00 del mediodía y otro a las 20:00 de la tarde. También es destacable el valle que se produce entre los dos picos siendo está muy significativa bajando de 15,62 kW hasta 7,95 kW a las 16:30 de la tarde, para volver al máximo a las 20:00.

En color azul aparece la curva correspondiente al 2030 y en color amarillo la del 2050. Al igual que ocurría en el estudio de la curva de la demanda, durante las horas centrales del día se produce una gran disminución, coincidiendo con las de mayor generación FV. Por ejemplo, a las 13:00 las pérdidas en la red de distribución se reducen alrededor de 9 kW en 2030 y 1 kW adicional en 2050, lo que equivale a un 58 % y a un 64 % de reducción de pérdidas respectivamente. Respecto a las pérdidas durante las horas valle, se produce un cambio

importante, ya que desde la 1:00 hasta las 7:00 de la mañana se realiza la carga del VE, teniendo esta una gran influencia en las pérdidas (en el año 2030 se produce un incremento de 5kW y llegando hasta 25kW mas en 2050), y por tanto se debe tener especial cuidado con la carga del vehículo ya que este descenso en la eficiencia del sistema puede producir que el sistema no se comporte de forma óptima.

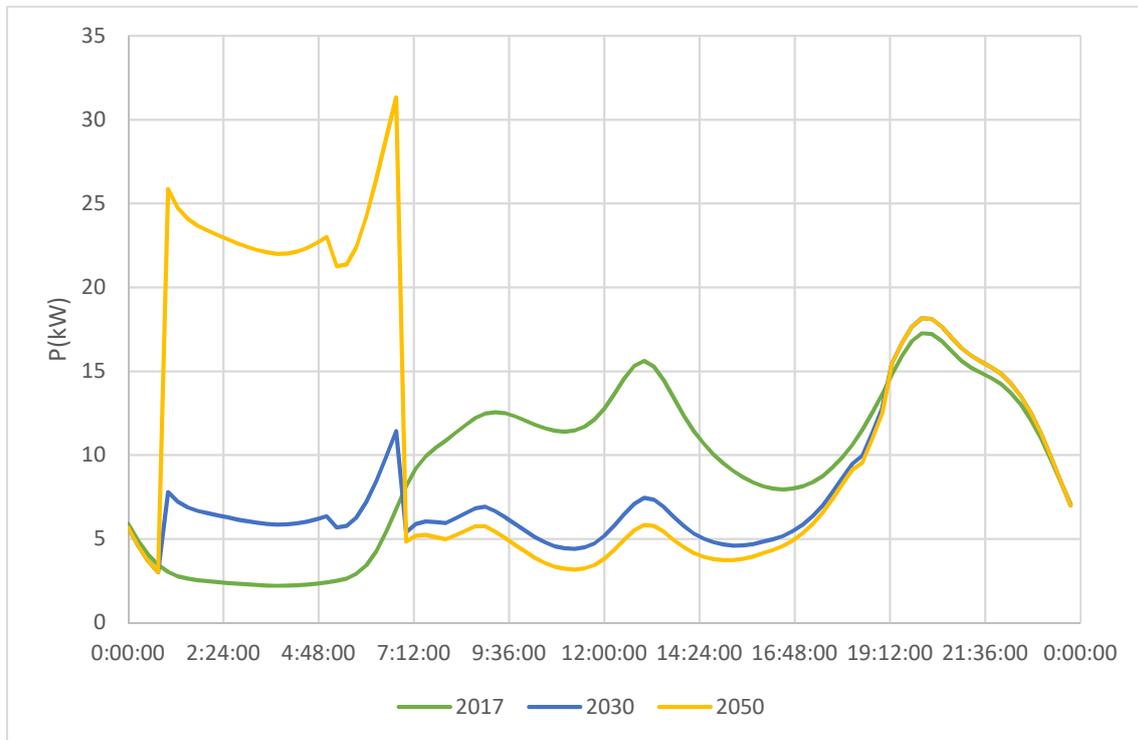


Figura 18. Evolución de las pérdidas con la integración de FV+VE

3.2.3 Evolución de las pérdidas en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV, el VE y el almacenamiento

En la Figura 19 se muestran las curvas correspondientes a los tres horizontes analizados. En color verde se muestra la curva de 2017, curva de referencia. Esta curva conserva una forma muy similar a la curva de demanda, ya que las pérdidas en la red de distribución dependen de la corriente que circula por los diferentes elementos. Esta curva presenta un valle en las horas nocturnas en las cuales las pérdidas son ligeramente superiores a los 2 kW y dos picos, uno a las 13:00 del mediodía y otro a las 20:00 de la tarde. También es destacable el valle que se produce entre los dos picos siendo está muy significativa bajando de 15,62 kW hasta 7,95 kW a las 16:30 de la tarde, para volver al máximo a las 20:00.

En color azul aparece la curva correspondiente al 2030 y en color amarillo la del 2050. Al igual que ocurría en el estudio de la curva de la demanda, durante las horas centrales del día se produce una gran disminución, coincidiendo con las de mayor generación FV, pero viéndose ligeramente afectadas por la carga de los sistemas de almacenamiento. Por ejemplo, a las 13:00 las pérdidas en la red de distribución se reducen alrededor de 9,5 kW en 2030 y 1,3 kW adicional en 2050, lo que equivale a un 61 % y a un 69 % de reducción de pérdidas respectivamente. Respecto a las pérdidas durante las horas valle, se produce un cambio importante, ya que desde

la 1:00 hasta las 7:00 de la mañana se realiza la carga del VE, teniendo esta una gran influencia en las pérdidas (en el año 2030 se produce un incremento de 5kW y llegando hasta 25kW mas en 2050), y por tanto se debe tener especial cuidado con la carga del vehículo ya que este descenso en la eficiencia del sistema puede producir que el sistema no se comporte de forma óptima. A las 20:00 también se producen ligeras variaciones debidas a la introducción del almacenamiento esta limita el aumento de 0,9kW que se producía en la Figura 18, manteniendo el nivel de pérdidas al mismo nivel que la referencia.

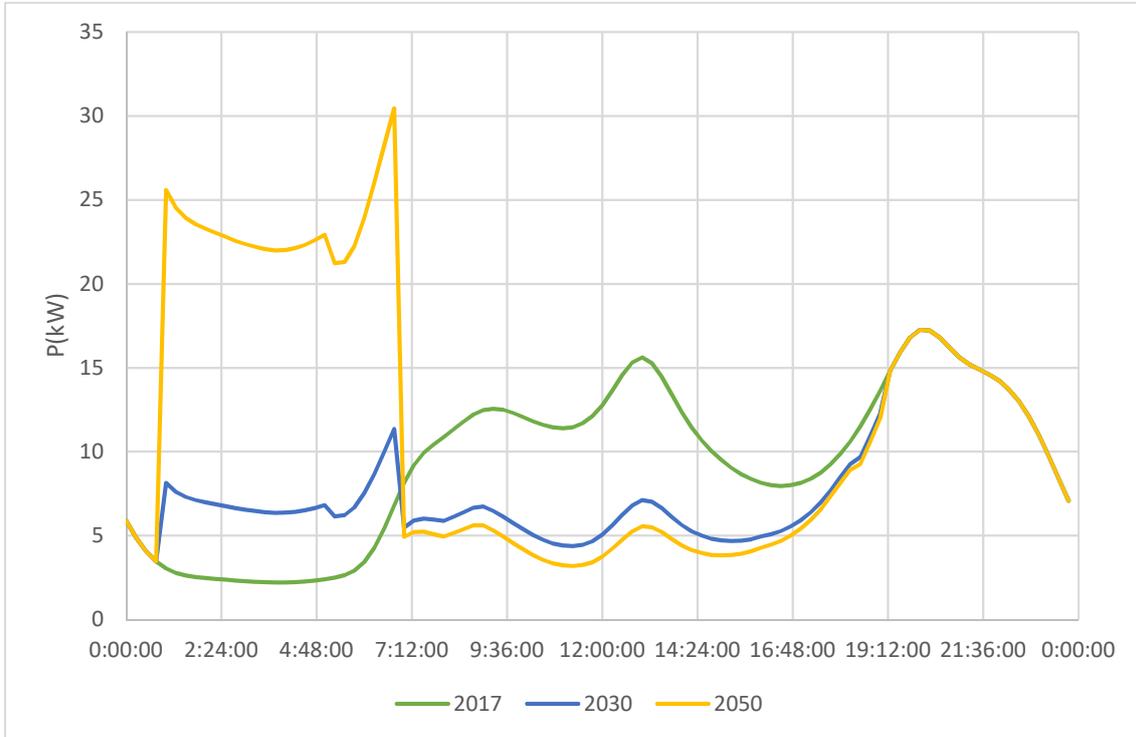


Figura 19. Evolución de las pérdidas con la integración de FV+VE+almacenamiento

3.3 Estudio de la tensión

3.3.1 Evolución de la tensión en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV

La Figura 20 compara la evolución de la tensión a lo largo del día para los tres horizontes analizados. Como puede observarse, las variaciones en la tensión están muy por debajo de los valores de referencia que indica la norma UNE-EN50160, que establece que la tensión en las redes de distribución debe permanecer dentro del rango de $\pm 10\%$ respecto de la tensión nominal durante el 95 % de la semana[9]. Las variaciones máximas de tensión en el nudo analizado son del 0,5% en los tres escenarios analizados. Cabe destacar, que la tensión no baja por debajo de 1 p.u. en ninguno de los tres escenarios. Esto es debido a que los dos transformadores de cabecera cuentan con cambio de tomas automático, y por tanto, son capaces de regular la tensión en el lado de media tensión.

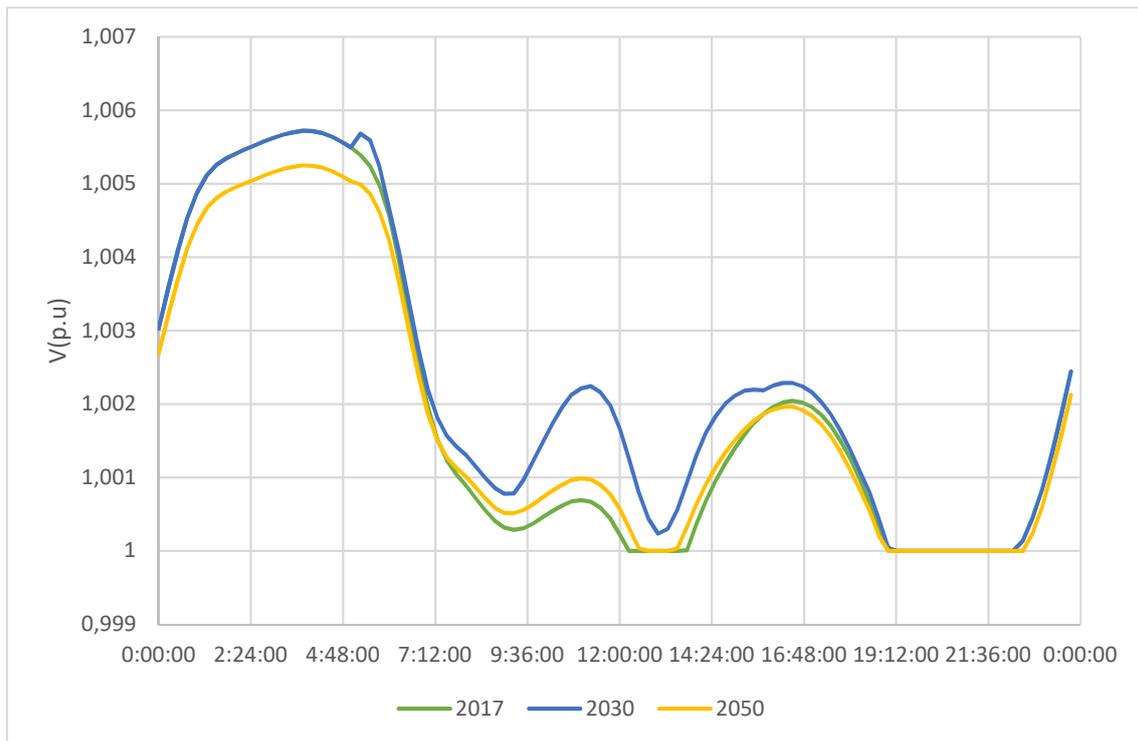


Figura 20. Evolución de la tensión máxima en la red con la integración de FV

3.3.2 Evolución de la tensión en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV y el VE

La Figura 21 compara la evolución de la tensión a lo largo del día para los tres horizontes analizados. Como puede observarse, las variaciones en la tensión están muy por debajo de los valores de referencia que indica la norma UNE-EN50160, que establece que la tensión en las redes de distribución debe permanecer dentro del rango de $\pm 10\%$ respecto de la tensión nominal durante el 95 % de la semana.[9] Las variaciones máximas de tensión en el nudo analizado son ligeramente inferiores al caso de referencia (un descenso insignificante en el 2030 y un 0,15-% en 2050). Cabe destacar, que la tensión no baja por debajo de 1 p.u. en ninguno de los tres escenarios. Esto es debido a que los dos transformadores de cabecera cuentan con cambio de tomas automático, y por tanto, son capaces de regular la tensión en el lado de media tensión. En esta también se destaca que en la curva amarilla se producen variaciones de tensión más bruscas con la activación y desactivación de la carga del VE.

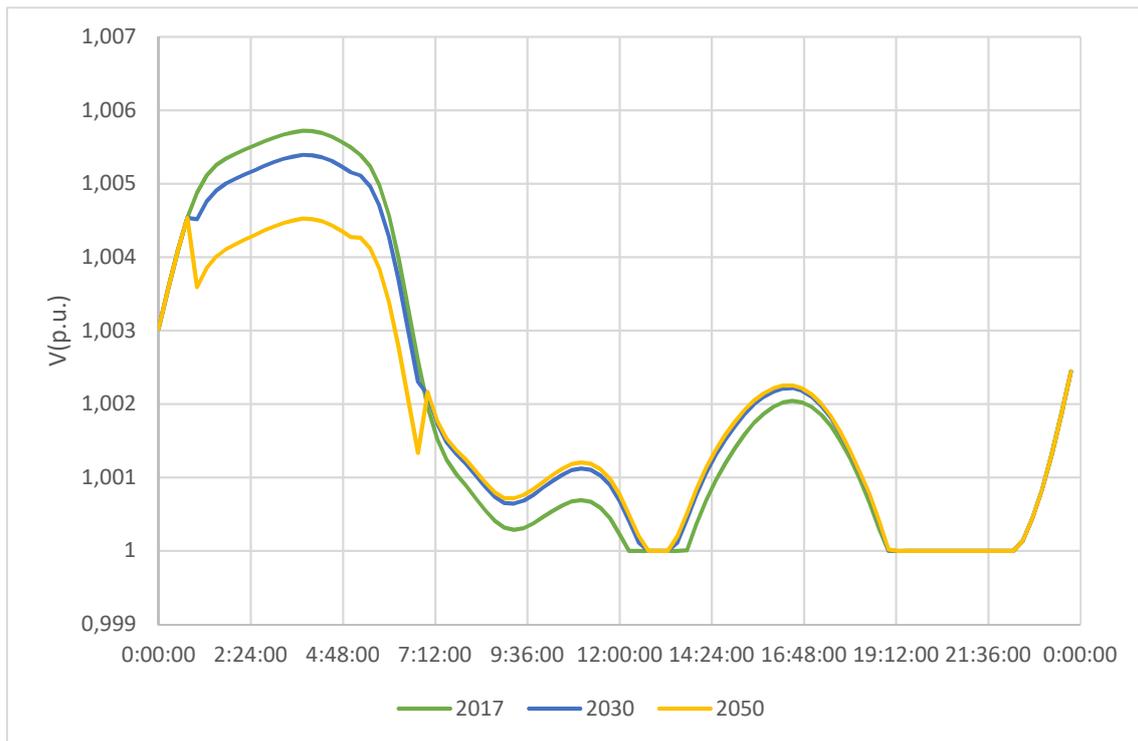


Figura 21 Evolución de la tensión máxima en la red con la integración de FV+VE

3.3.3 Evolución de la tensión en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV, el VE y el almacenamiento

En la Figura 22 se muestra la evolución de la tensión a lo largo del día para los tres horizontes analizados. Como puede observarse, las variaciones en la tensión están muy por debajo de los valores de referencia que indica la norma UNE-EN50160, que establece que la tensión en las redes de distribución debe permanecer dentro del rango de $\pm 10\%$ respecto de la tensión nominal durante el 95 % de la semana.[9] Las variaciones máximas de tensión en el nudo analizado son ligeramente inferiores al caso de referencia y la inclusión de sistemas de referencia no afectan de manera apreciable a los niveles de tensión. En esta también se destaca que en la curva amarilla se producen variaciones de tensión más bruscas con la activación y desactivación de la carga del VE que no se controlan con la integración de los sistemas de almacenamiento.

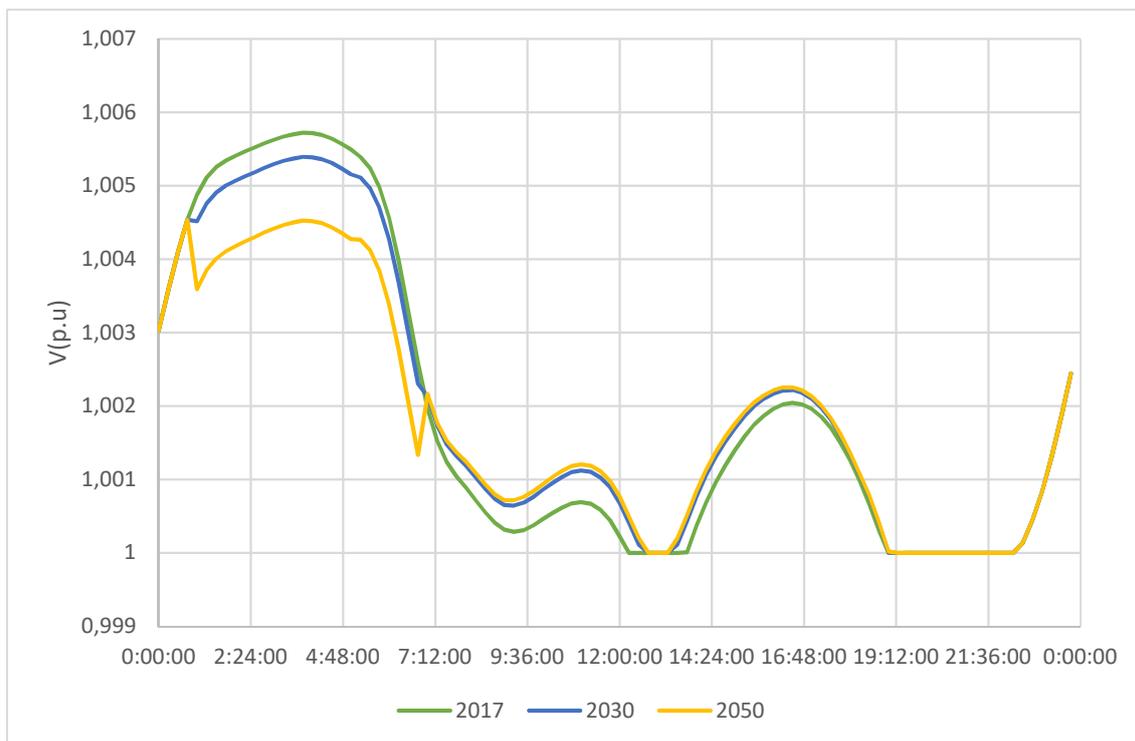


Figura 22 Evolución de la tensión máxima en la red con la integración de FV+VE+almacenamiento

3.4 Estudio de las sobrecargas en los elementos de la red de distribución

3.4.1 Evolución de la carga en los elementos en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV

En este estudio se analizaron ambos transformadores, siendo mayores las sobrecargas en el TR2, por lo que se centrara en la evolución de las sobrecargas del TR2.

Como se observa en la Figura 23, en la línea verde, las mayores sobrecargas coinciden con la zona de máxima demanda alrededor de las 20:00. Se observa también como en las horas centrales del día también encontramos sobrecargas de un nivel significativo que llegan a superar el 35% de la capacidad del transformador. La zona de menor carga la encontramos en las horas nocturnas, donde se llega a alcanzar funcionamientos del transformador del 11%.

Cuando se mira la línea azul, correspondiente al 2030, vemos como el transformador, mantiene su mayor pico entorno a las 20:00, pero en las horas centrales la sobrecarga del TR2 se ha reducido de manera considerable, disminuyendo en casi un 10%. Los mínimos se conservan en las horas nocturnas.

En el caso de estudio de la línea amarilla, año 2050, vemos como el efecto encontrado en 2050 se intensifica, manteniendo el punto de mayor sobrecarga a las 20:00, pero reduciendo todavía más la sobrecarga en las horas centrales del día. También se observa cómo se agudiza un valle en estas horas, aumentando la diferencia entre el máximo y el mínimo de estas horas. El mínimo también se desplaza de las horas centrales de la noche, al amanecer donde se produce una pequeña bajada que se sitúa por debajo del 10% de carga.

En ninguno de estos análisis se pone en riesgo el transformador teniendo margen para la inclusión de más carga.

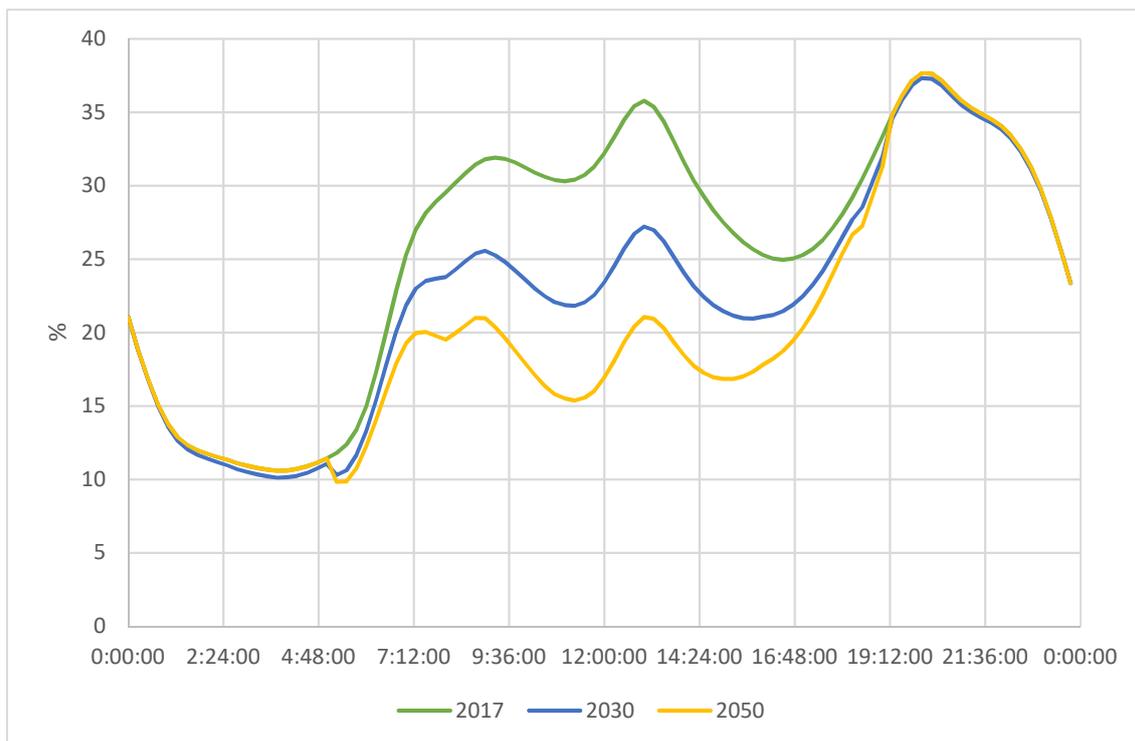


Figura 23. Evolución de la sobrecarga del TR2 con la integración de la FV

3.4.2 Evolución de la carga en los elementos en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV y el VE

Cuando se mira la Figura 24 se ve como la línea verde, año 2017, es similar en la forma y sus máximos y mínimos a la curva del mismo color del Figura 23, siendo esta la curva de referencia.

Cuando se analiza la curva azul, correspondiente al 2030, se ve un cambio en la forma de la curva, esta sitúa su segunda zona con mayor sobrecarga en las primeras horas de la mañana. Aunque sigue manteniendo la zona con mayores sobrecargas en las horas finales de la tarde. En el caso de los mínimos de carga este se produce alrededor de la 01:00, pero, en vez de tener estas zonas con menor carga en las horas nocturnas estas se trasladan a las horas centrales del día, en las cuales el descenso es del 10%.

En el estudio del horizonte 2050, se modifica completamente la curva dándose los máximos en las horas de carga del VE, alcanzando cargas en el TR2 de casi el 50%. La zona alrededor de las 20:00 sigue siendo una zona con una carga alta, pero menos que la dada en las horas nocturnas. En este horizonte el mínimo de carga se produce en las horas centrales del día, con una diferencia de hasta un 15% de carga respecto al 2017. También se debe destacar la existencia de una zona de baja carga alrededor de la 01:00.

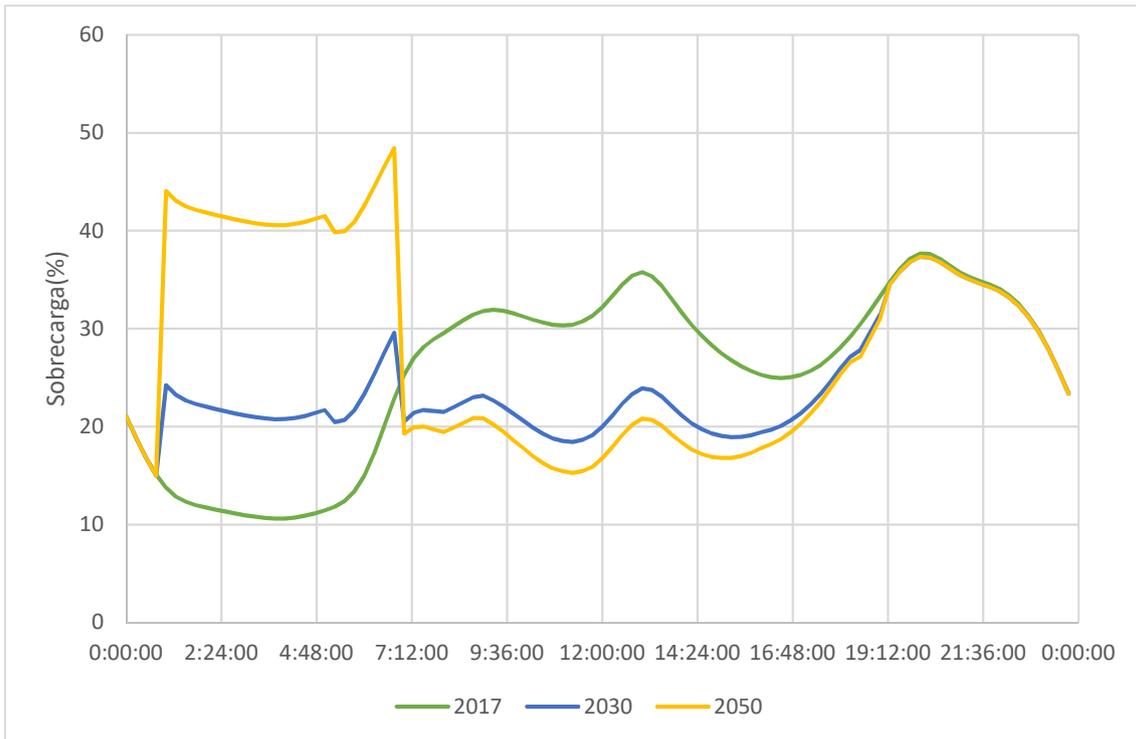


Figura 24. Evolución de las sobrecargas del TR2 con la integración de FV+VE

3.4.3 Evolución de la carga en los elementos en la red de distribución debido a la introducción de la generación FV, el VE y el almacenamiento

La introducción del almacenamiento, aguas arriba de los transformadores no produce una gran diferencia en las cargas del sistema como se observa en la Figura 25, siendo esta muy similar a la Figura 24. Con ligeras diferencias en los picos de las 06:45 y las 20:00, en los cuales se reduce la carga un 0,5%. En la zona central del día también se aprecia un ligero incremento de la carga un 0,3%.

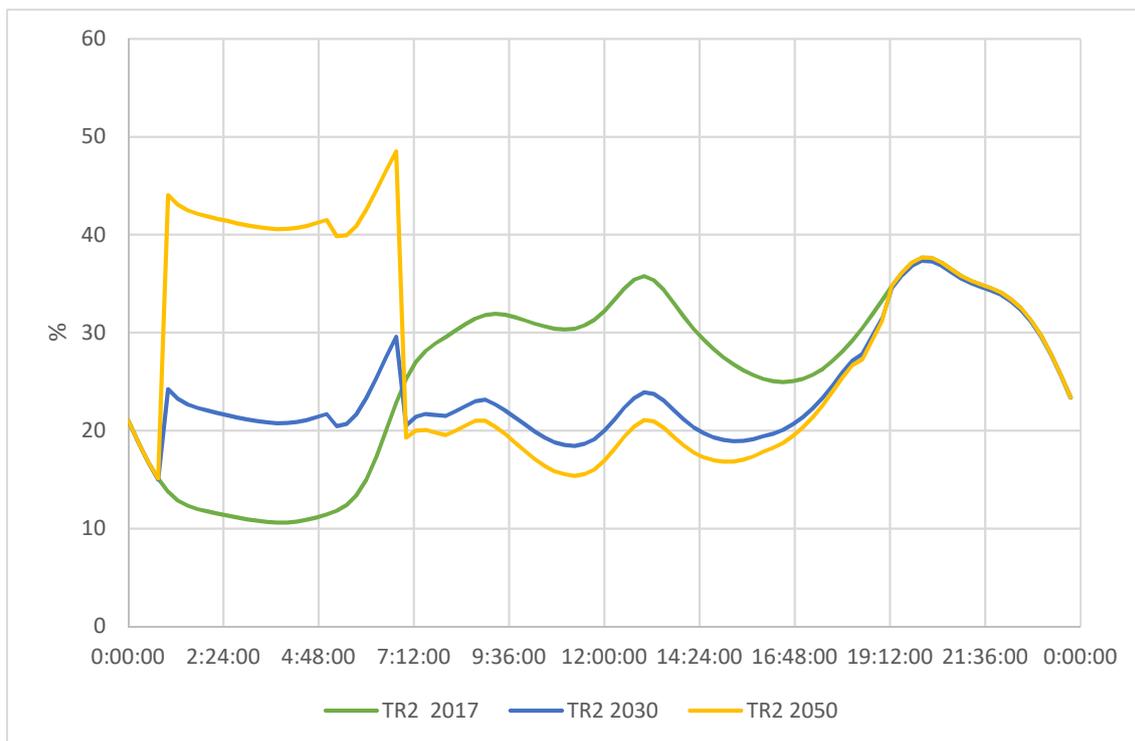


Figura 25. Evolución de las sobrecargas del TR2 con la integración de FV+VE+almacenamiento

3.5 Influencia del modelo de generación en la tensión y las pérdidas en la red de distribución

En los resultados anteriores la generación FV se encuentra distribuida en los diferentes puntos de la red de distribución. En este capítulo se desea analizar las consecuencias de que, en lugar de estar dispersa a lo largo de la red, se encuentre en sistemas de mayor potencia concentrados en lugar de dispersos en dicha red de distribución. En este estudio, la potencia total de la generación fotovoltaica conectada en la red es la misma, pero se encuentra concentrada en tres nudos de la red puntos en zonas concretas de la red. Para la realización de este estudio se realizan tres casos adicionales a la generación distribuida que se trabaja a lo largo de todo el estudio, conectando la generación en diferentes puntos de la red.

El primer caso es la simulación en “top”, en la que se colocan las cargas en la parte superior del sistema cerca de los transformadores que conectan la red de distribución a la de transporte, tal y como se indica en la siguiente figura mediante círculos azules. En este caso se ha conectado en el nudo de 20 kV de TR2 y en dos nudos adyacentes. Siendo cada generador instalado de uno 796kW. El unifilar del sistema completo puede consultarse en el anexo 1.

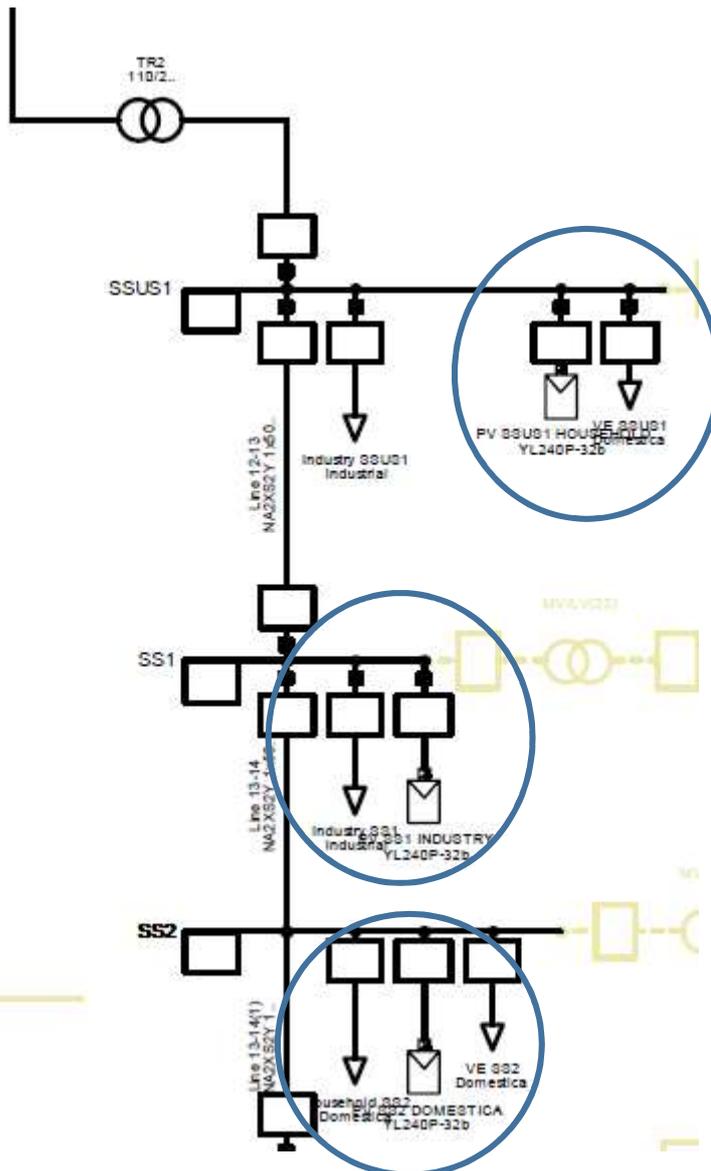


Figura 26. Introducción de la generación en la parte alta de la red

El segundo caso de generación se conecta en una zona intermedia de la línea alimentada desde TR2, tal como se indica en los círculos de color azul de la siguiente figura.

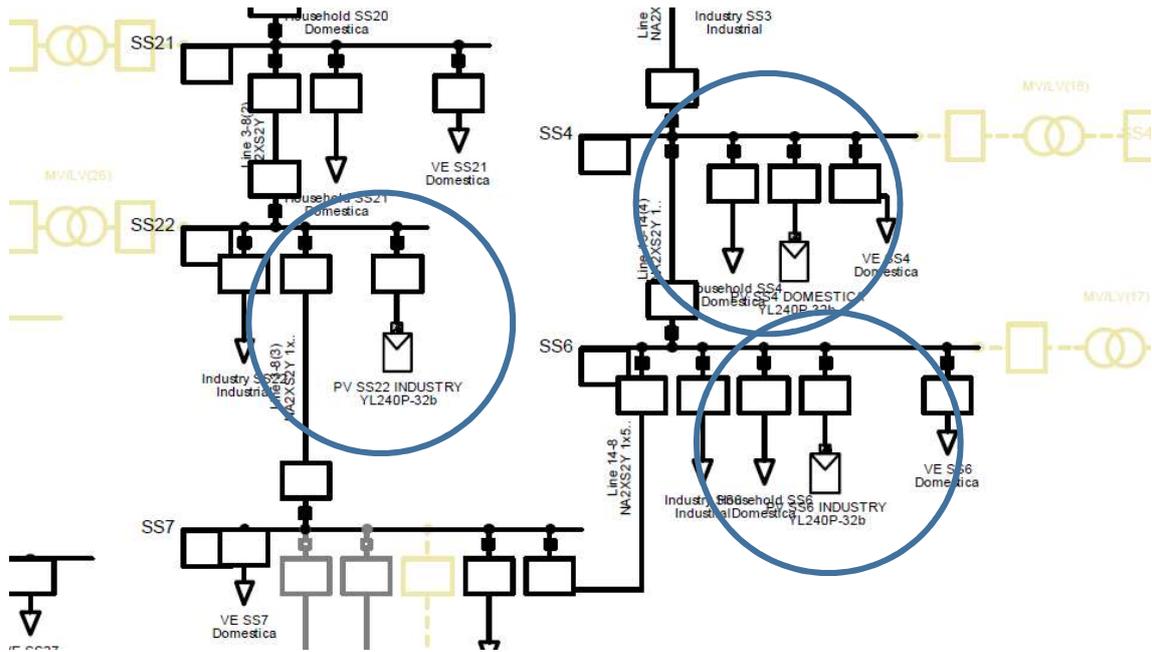


Figura 27. Introducción de la generación concentrada en el centro de la red.

Por último, en el tercer caso planteado se conectan en la zona final de la línea alimentada por TR1, según se indica en la siguiente figura.

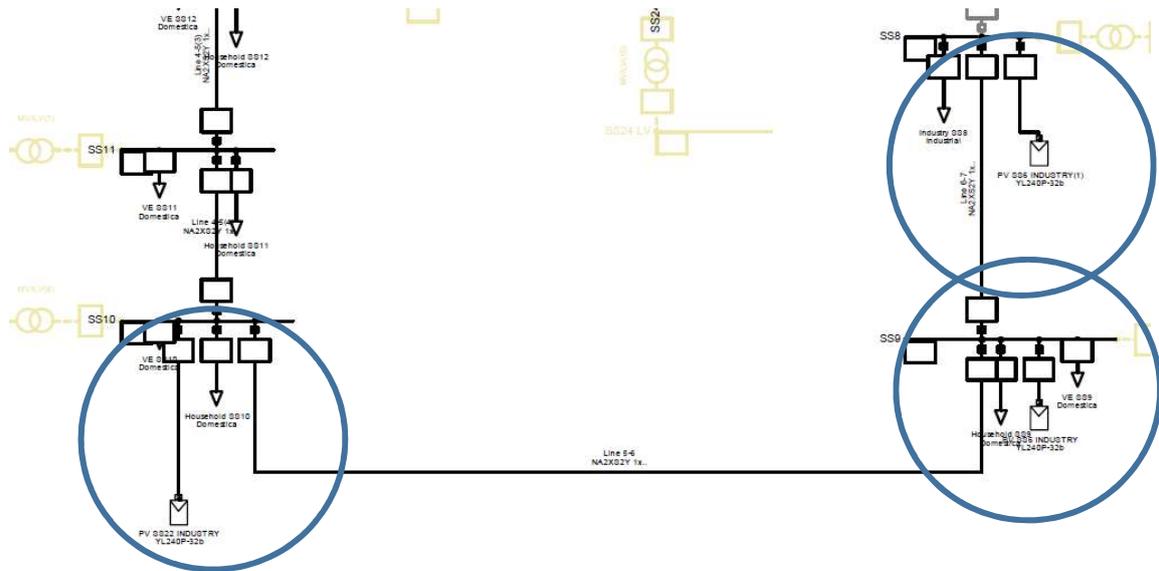


Figura 28. Introducción de la generación concentrada en el final de la red.

A continuación, se muestran los resultados obtenidos en estos tres nuevos estudios, tomando como referencia los obtenidos con la misma potencia instalada de forma dispersa en la red en el horizonte 2050 con FV+VE+almacenamiento. En este caso no se ha analizado la curva de demanda, ya que al haber la misma potencia total no se van a producir variaciones en los resultados anteriores. Indicar además que, tanto el perfil de carga de VE como el de carga/descarga del almacenamiento se han mantenido respecto a los resultados mostrados anteriormente.

3.5.1 Evolución de la tensión en la red de distribución dependiendo de la conexión de generación FV

Para el estudio de la tensión, vamos a desgregar los datos obtenidos en dos figuras (Figura 29 y Figura 30), la primera mostrará el caso de las tensiones en el nudo SS9, situado al final de la línea alimentada desde TR1 y el nudo SS4, en la zona intermedia de la línea alimentada desde TR1. Se ha indicado como “dist” el caso de referencia en el que la generación está dispersa, “top” al caso 1, en el que la generación fotovoltaica está agrupada en la zona más cercana a los transformadores de conexión a la red de transporte, “Mid” al caso 2 en el que está en la zona media y “Bot” al caso 3 en el que está en los nodos finales de la línea alimentadas desde TR1.

En la Figura 29, se realiza el estudio en el punto SS9, que está situado al final de la línea alimentada desde TR1, ya que se considera que puede ser crítico en cuanto a las tensiones. En color naranja se muestra la curva que se ha tomado como referencia, que corresponde a los analizados anteriormente en los que la generación FV se encontraba dispersa en los nudos de la red. Los valores límite considerados son los que aparecen en la norma UNE-EN 50160, que establece que la tensión en las redes de distribución debe permanecer dentro del rango de $\pm 10\%$ respecto de la tensión nominal durante el 95 % de la semana. En la curva azul de la figura, que corresponde al tercer caso indicado, la tensión alcanza valores cercanos al 3 %, aunque este valor está alejado del 10 % indicado en la norma, es el valor más alto observado en todos los estudios realizados. En el tercer caso, la generación FV se encuentra concentrada en la zona cercana al nudo SS9 que es el analizado en esta figura. Como el aumento de la tensión se produce en las horas centrales del día, en los que se produce mayor generación FV y el nudo analizado se encuentra al final de la línea de distribución, este aumento de la tensión se debe al aumento de la corriente que circula por la línea de distribución por la generación FV en ese punto. Por tanto, en caso de que la instalación de la generación distribuida se realice de forma concentrada, sería recomendable que se dispusiera de sistemas de control de tensión, para evitar que estos valores de tensión puedan llegar a superar los límites impuestos por la norma.

Cuando se estudia la evolución de la tensión en el caso 1 (verde) y 2 (marrón) se observa que las curvas se solapan, apareciendo únicamente la línea marrón oscura. En estos dos casos, la generación FV se instala en la línea alimentada desde TR1, y el nudo SS9 se encuentra al final de la línea alimentada desde TR2, por lo que la localización de la generación FV en estos dos casos no afecta a la tensión del nudo SS9.

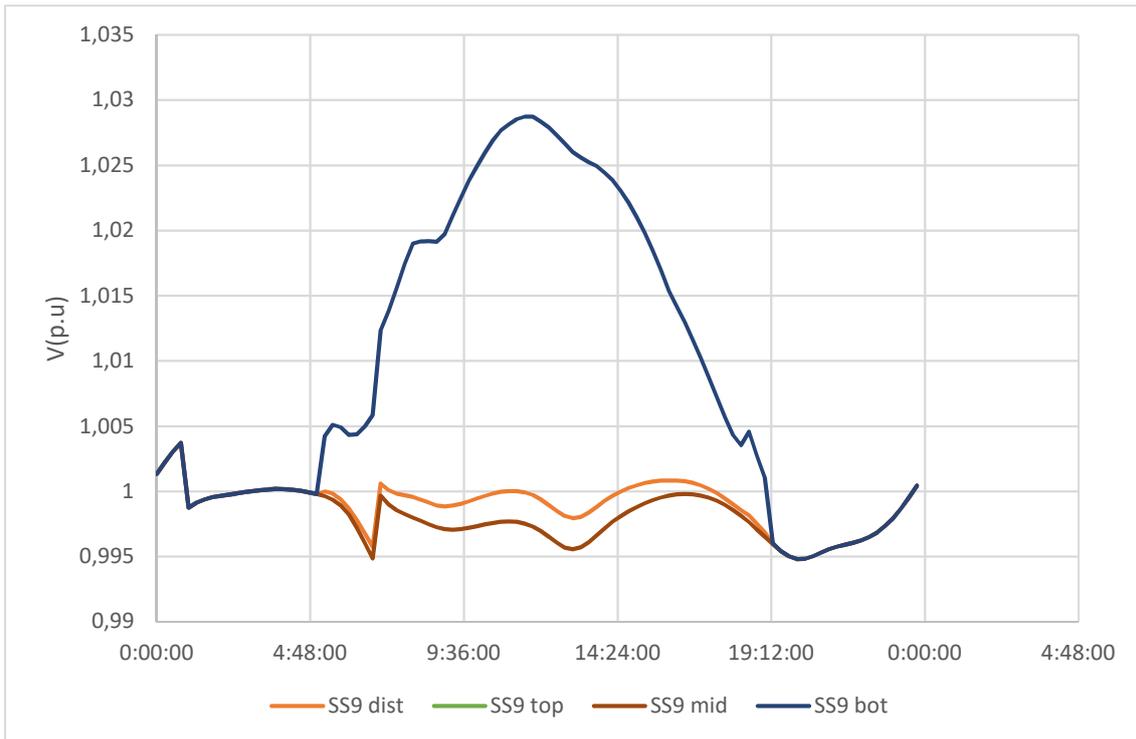


Figura 29. Estudio de la tensión en el nodo SS9

Respecto a las tensiones en el nudo SS4 situado en la zona media de la línea, se observa una menor variación. En este análisis se destaca cómo entre las 19:15 y las 5:15 se solapan todas las líneas, ya que, al no haber generación FV a esas horas o ser muy reducida no se observan diferencias.

Tras esto es necesario destacar como la curva marrón, correspondiente al caso 3, tiene de nuevo las mayores variaciones en la tensión, alcanzando valores cercanos al 2% de desviación negativa.

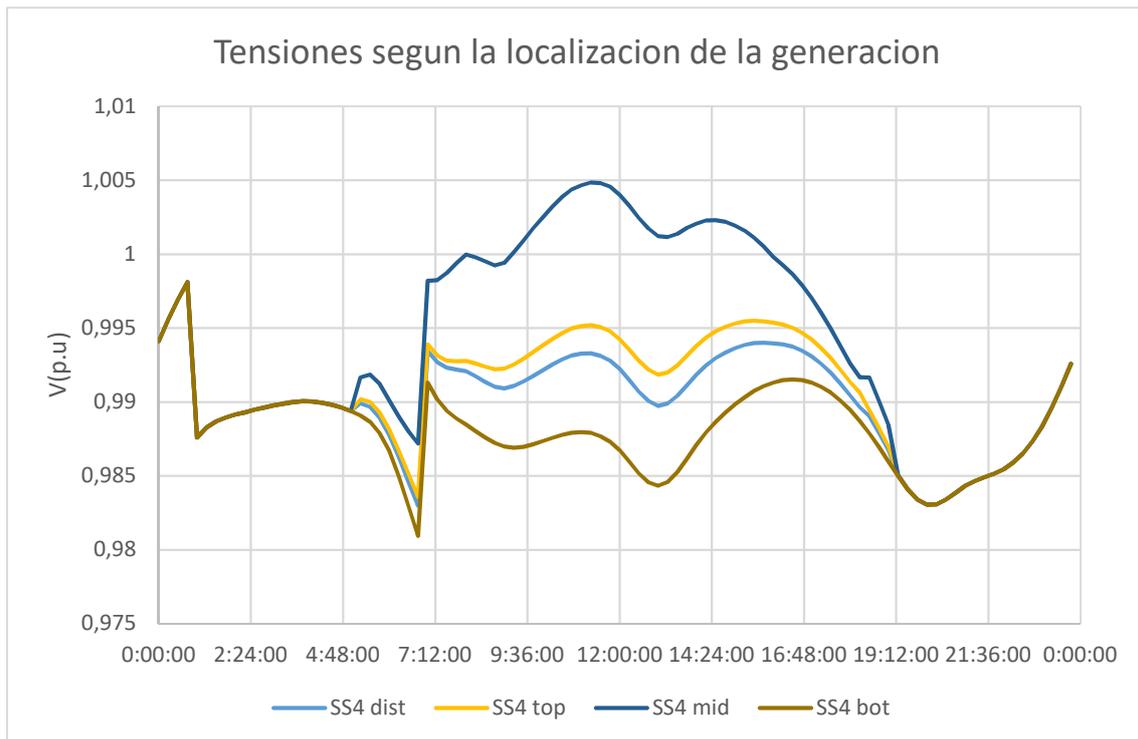


Figura 30. Estudio de la tensión en el nodo SS4

A partir de estos resultados, se puede concluir que no se espera que la tensión se vea afectada por la integración de la generación FV, el VE y el almacenamiento, aunque en caso de que la generación se agrupe en sistemas de mayor potencia, puede llegar a ser recomendable que existan sistemas que permitan realizar un control de tensión en los nudos del sistema de distribución.

3.5.2 Evolución de las pérdidas en la red de distribución dependiendo de la conexión de generación FV

La evolución de las pérdidas en los tres nuevos casos se muestra en la siguiente figura, comparándola con el escenario en el que la generación FV se encuentra dispersa en la red (en color verde claro), que muestra los resultados para el escenario 2050 con generación FV, VE y sistemas de almacenamiento, cuyas horas de carga/descarga se han mantenido similares a las del estudio inicial.

De nuevo la mayor diferencia con respecto al caso de referencia se produce cuando la generación se agrupa en la zona más alejada de los transformadores de conexión a la red de transporte, es decir en el caso denominado "Bot" y durante las horas de mayor radiación. Este aumento de las pérdidas se debe a que la corriente generada por la FV debe recorrer mayores longitudes en las líneas de distribución para abastecer a las diferentes cargas. Indicar también que los sistemas de almacenamiento en la red de distribución están conectados en la subestación que conecta a la red de transporte, por lo que en este caso este sistema no es capaz de reducir las pérdidas. En el caso de que la generación esté concentrada en las otras dos zonas indicadas no produce apenas variación en la evolución de las pérdidas del sistema.

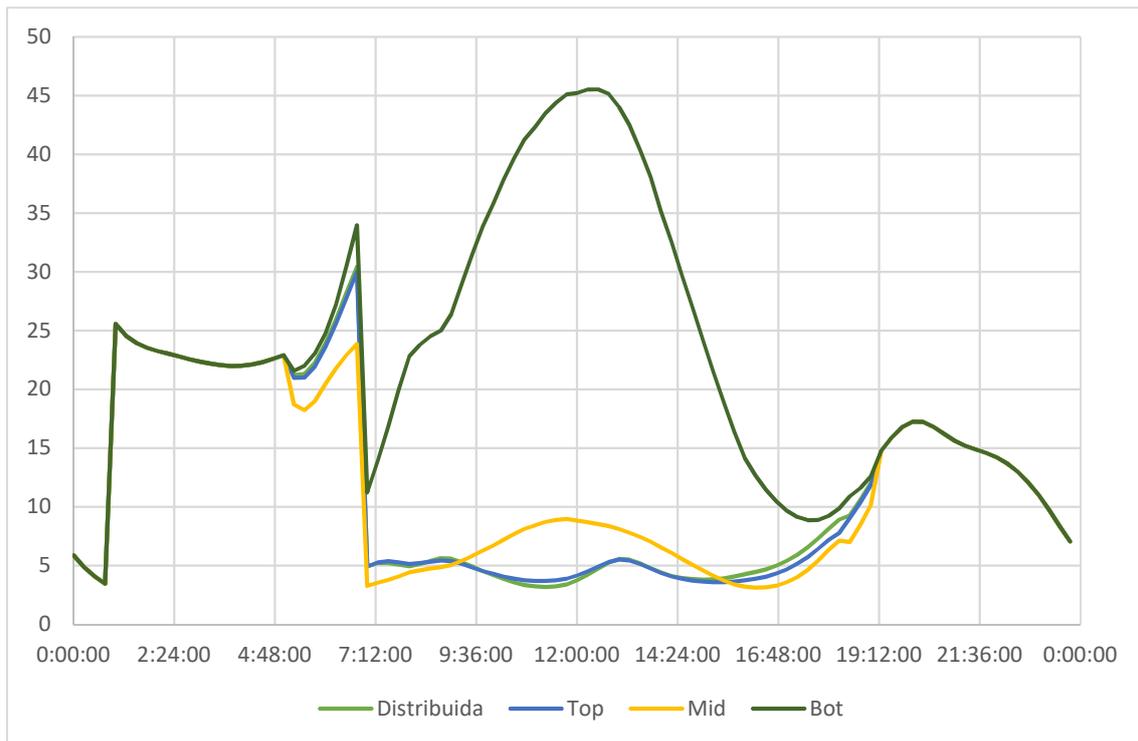


Figura 31. Evolución de las pérdidas según la localización de la generación

A partir de estos resultados, se observa que las pérdidas del sistema sí se ven afectadas por la localización de los sistemas de generación. En el escenario analizado, en el que la potencia FV instalada y la integración de VE tengan una gran importancia, la adecuada coordinación de los sistemas de almacenamiento y su localización pueden ser claves para reducir las pérdidas en la red de distribución. Este efecto se observa especialmente en el caso “Bot” en el que la distancia entre el punto de generación y el sistema de almacenamiento es mayor.

3.6 Influencia de las curvas de carga del VE en 2050. Alternativas a la curva de carga inicial

Como se ha mostrado en los apartados del 3.1 al 3.4, en los que se ha supuesto el perfil de carga de la Figura 12 en todos los VE modifica el comportamiento del sistema durante las horas valle, haciendo que tanto la demanda como las pérdidas sean aún mayores que durante las horas del día. El objetivo de este estudio es analizar la variación de la curva de la demanda, de las pérdidas y de la tensión para dos perfiles de carga diferentes.

En los estudios anteriores se ha empleado un ciclo de carga de 6h a 2,5kW de 01:00 a 07:00. Para la obtención de este ciclo no se ha empleado ningún factor de simultaneidad. En este apartado, estos resultados se van a comparar con los obtenidos con un perfil de carga formado por un ciclo de carga de 10 h y en otro perfil formado por dos ciclos de carga consecutivos.

La Figura 32 muestra el perfil con un ciclo de carga en 10h, de manera que esta se realice a lo largo de toda la noche en los periodos que los usuarios se encuentren en sus domicilios. Siendo esta dada en porcentaje para un carga de 1kW.

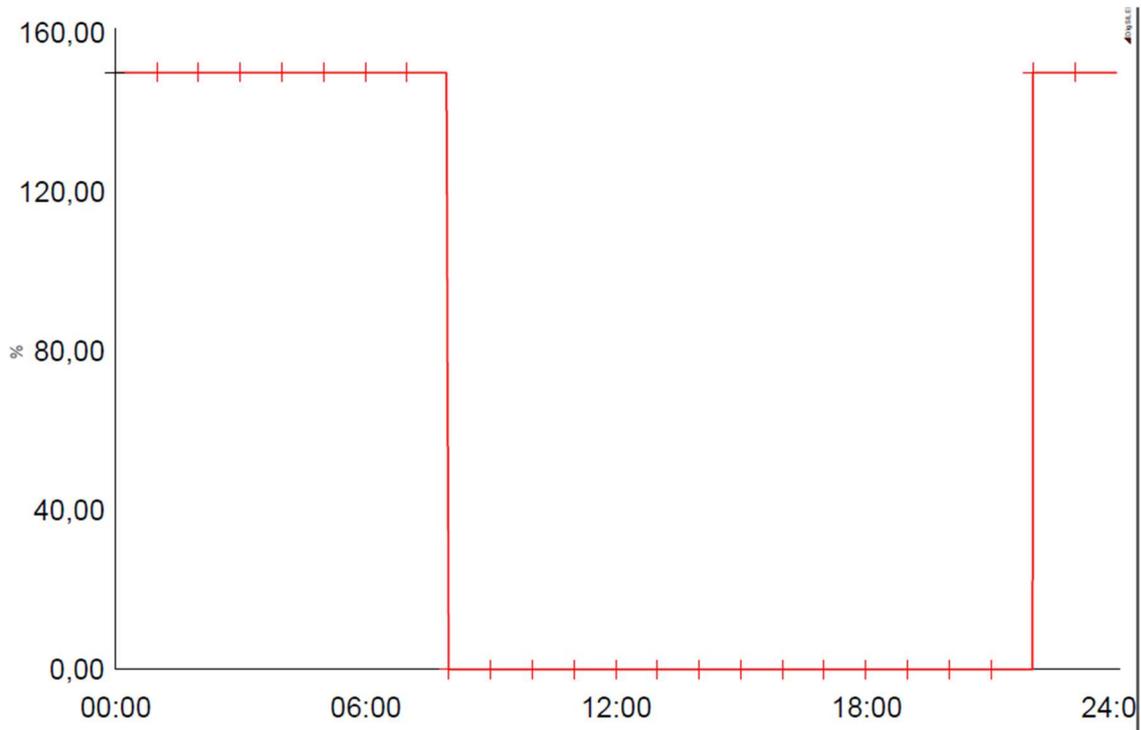


Figura 32. Ciclo de carga del VE distribuido en 10h

La Figura 33 muestra la otra alternativa planteada, en la que la carga se produce en 2 ciclos: un primer ciclo durante las horas centrales de la noche del 70% de la carga del VE durante 6h y el 30% restante se realiza durante las horas laborables, aprovechando así la generación extra que se introduce en esas horas por la energía solar.

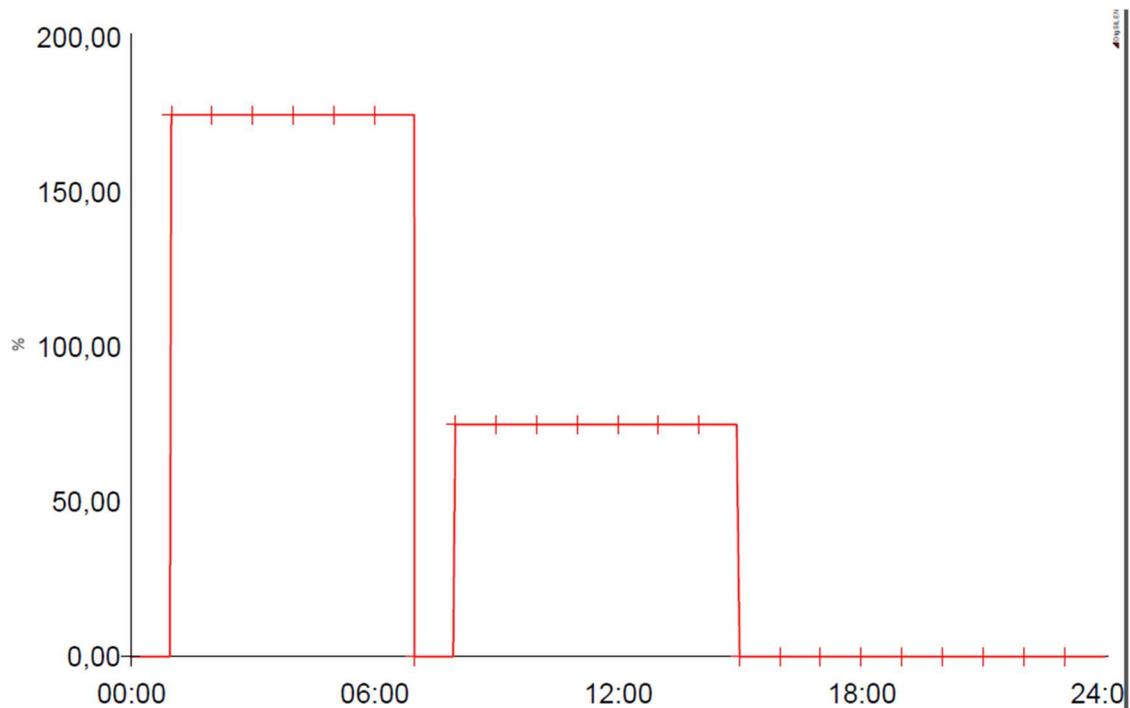


Figura 33. Ciclo de carga del VE distribuido en 2 tramos

3.6.1 Evolución de la curva de demanda según el ciclo de carga del VE

La Figura 34 compara las curvas de demanda con los tres ciclos de carga indicados para el escenario 2050 con FV, VE y sistema de almacenamiento. En este escenario, el 100 % del parque móvil es eléctrico, por lo que la forma de los perfiles de carga de estos sistemas es especialmente importante. Se observan grandes variaciones en la curva de demanda, dependiendo de las horas en las que se concentra la carga de los VE. Cabe destacar el aumento de la curva de demanda en el caso del ciclo de carga de 10h, que, al adelantar esa carga, coincide con el pico de demanda de carga convencional haciendo que éste aumente todavía más.

A partir de estas curvas, se puede deducir la gran importancia de la coordinación en los ciclos de carga de los vehículos eléctricos para el aplanamiento de la curva de potencia, ya que no sólo basta con que esa carga se realice durante las horas que actualmente son valle, ya que esto hace que la demanda aumente por encima de las horas pico.

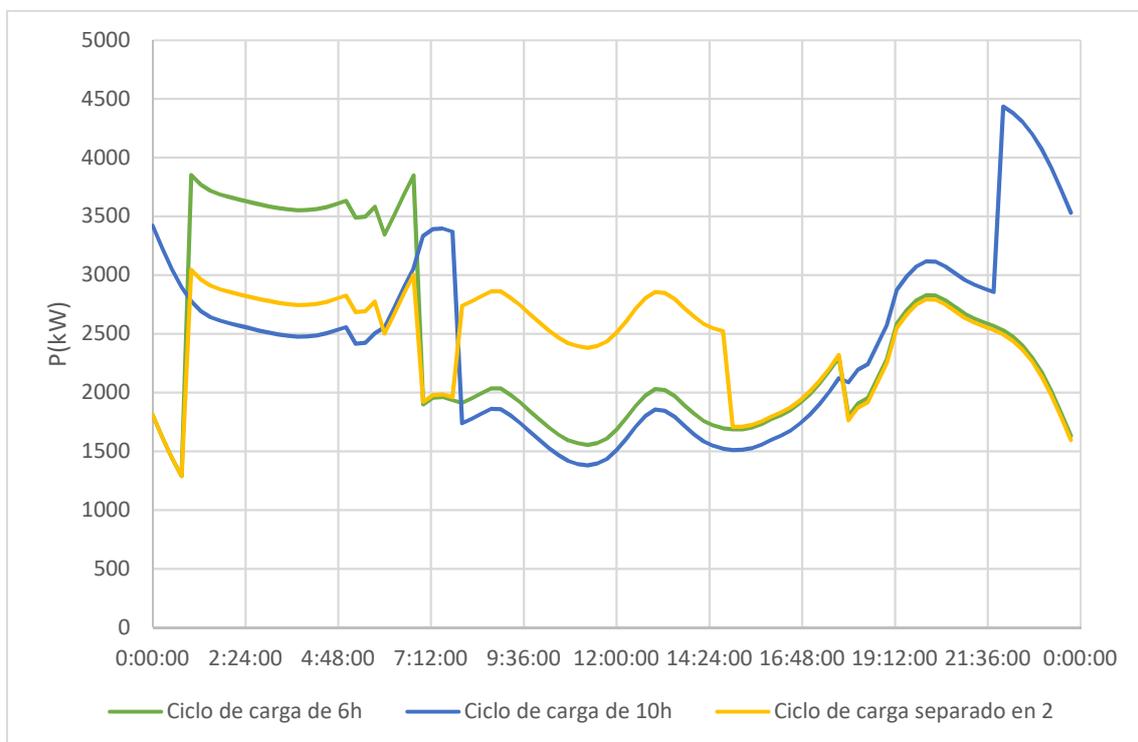


Figura 34. Evolución de la demanda en el horizonte 2050 según el ciclo de carga del VE

3.6.2 Evolución de las pérdidas según el ciclo de carga del VE

La Figura 35 compara las pérdidas con los tres perfiles de carga de VE analizados. Esta figura tiene gran similitud con la figura anterior, ya que las pérdidas en la red de distribución dependen de la corriente que circula por sus elementos, y el aumento de la demanda en las horas de carga hace que la corriente aumente y lo hagan las pérdidas.

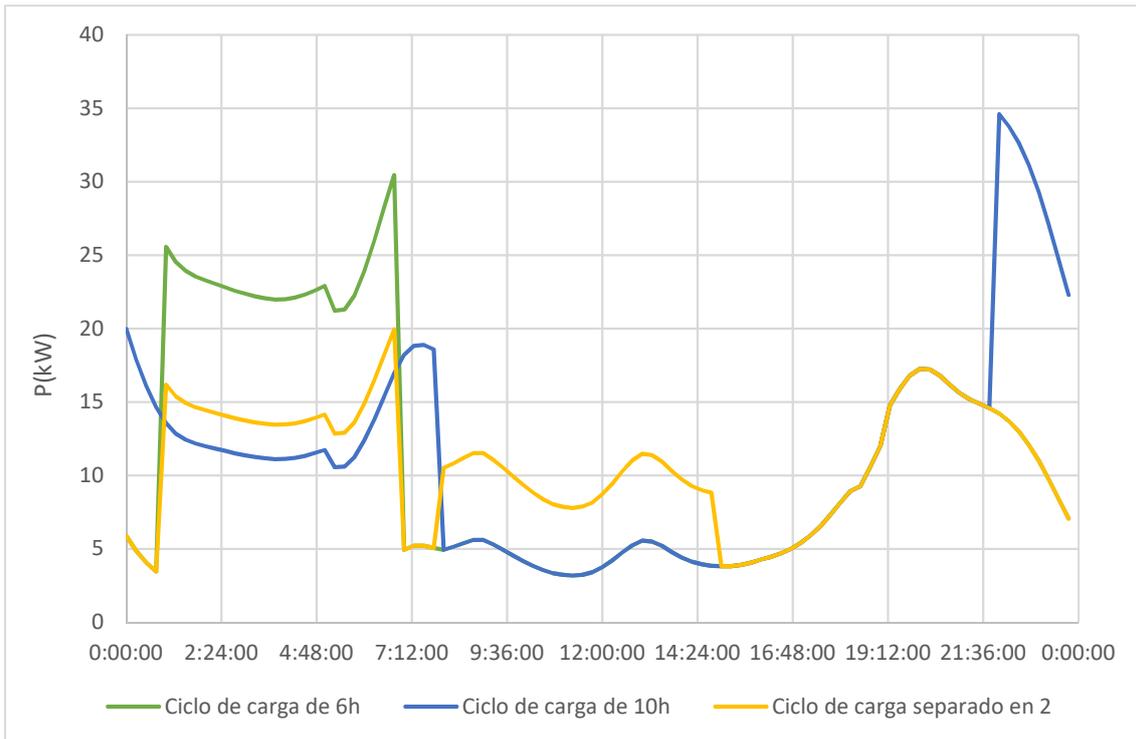


Figura 35. Evolución de las pérdidas en el horizonte 2050 según el ciclo de carga.

3.6.3 Evolución de la tensión máxima en el sistema según el ciclo de carga del VE

Por último, la Figura 36 muestra la evolución de la tensión. Como puede observarse, los valores alcanzados están muy lejos del rango de tensión de $\pm 10\%$ indicado por la norma UNE-EN 50160[9], por lo que los valores de tensión no se ven afectados por estos ciclos de carga.

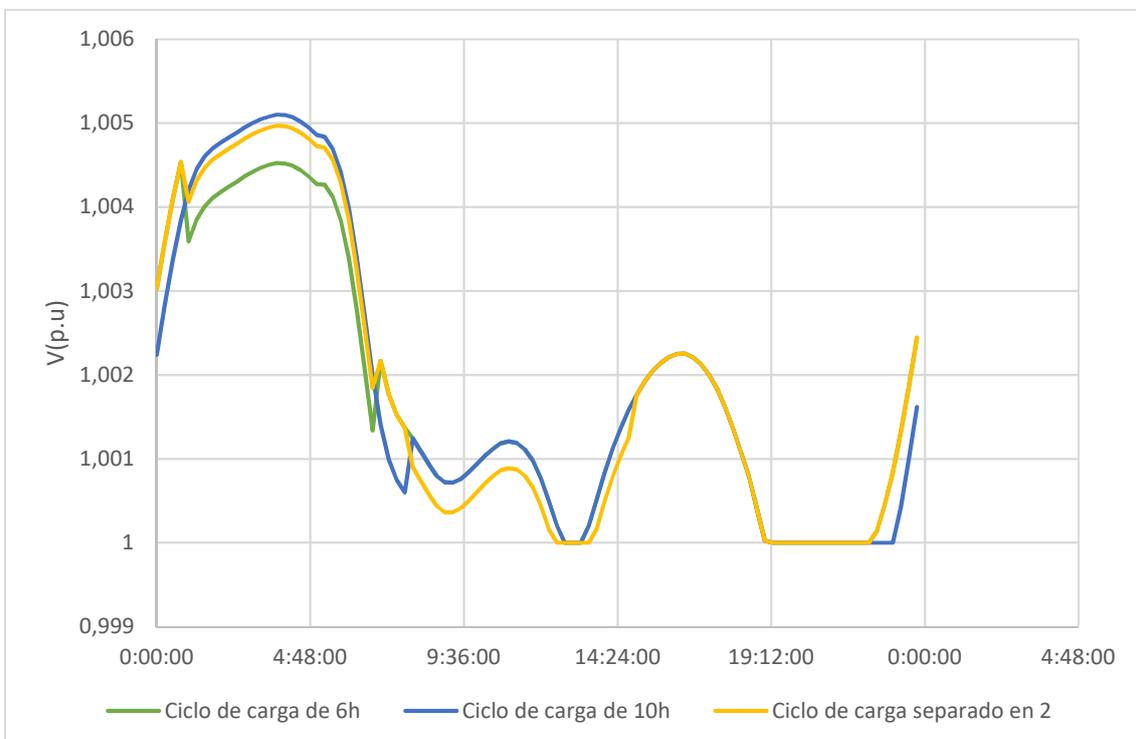


Figura 36. Evolución de la tensión en el horizonte 2050 según el ciclo de carga

4 Conclusiones

En este TFG se analiza el impacto de la integración de la generación distribuida, el vehículo eléctrico y los sistemas de almacenamiento en la red de distribución. Este análisis se ha realizado en base a la realización de simulaciones cuasi-dinámicas mediante DigSILENT PowerFactory de la red CIGRE.

Para la realización de esos estudios, ha sido necesario definir una serie de escenarios de simulación, basados en las expectativas de la Unión Europea para economía hipocarbónica competitiva. Se han definido tres escenarios, correspondientes a tres horizontes de planificación: Año 2017, Año 2030 y Año 2050. El Año 2017, se corresponde con el escenario actual y se ha empleado como referencia de comparación.

A continuación, se exponen algunas de las conclusiones obtenidas una vez se ha finalizado la parte experimental del proyecto:

- En caso de que la generación distribuida se base de forma masiva en los sistemas fotovoltaicos, se produce una reducción de la demanda durante las horas centrales del día, pero se mantiene durante el resto.
- En caso de que la generación no se conecte de forma dispersa cerca de los puntos de consumo o de los sistemas de almacenamiento, las pérdidas en la red de distribución pueden llegar a aumentar, por lo que es necesario una adecuada planificación para su localización.
- La implantación masiva de vehículos eléctricos produce un aumento de la demanda más que significativo. En estos estudios, se ha supuesto que la recarga de los vehículos eléctricos se realiza en las horas nocturnas, que tienen una menor demanda de las cargas convencionales, pero en las que no existe producción fotovoltaica. Los resultados indican que en estos casos se produce un fuerte incremento en la demanda durante esas horas, que llega a superar a las horas centrales del día. Ese aumento en la demanda nocturna conlleva además un incremento significativo en las pérdidas de la red de distribución.
- La tensión de los nudos en la red de distribución apenas se ha visto afectada por la integración de la fotovoltaica, el vehículo eléctrico o los sistemas de almacenamiento. Sólo en el caso de que la generación se concentrase en nudos alejados de los nudos de cabecera se han observado variaciones significativas (3 % de la nominal), aunque se encuentran lejos de los rangos indicados por la normativa.
- Una mala planificación de la generación puede provocar exceso de generación en la red haciendo que esta funcione de forma autónoma, cambiando el flujo de cargas, llegando a provocar daños en los sistemas, en este proyecto no se han alcanzado tal límite, pero sí que se reduce de forma considerable la necesidad de aportación de energía al sistema.
- La introducción de generación distribuida de forma adecuada reduce ligeramente las oscilaciones en la tensión dando a la red una mayor calidad de suministro. Pero se debe valorar que en el caso de la generación estacional no serviría como sistemas de actuación ante problemas en la red. Por lo que este tipo de energías necesitan sistemas de respaldo que puedan actuar en el caso de que existan problemas en la red como serían los sistemas de almacenamiento.

- Además de los problemas que se observan en la red, en las simulaciones no se valoran las oscilaciones de corto periodo que pueden encontrar los recursos distribuidos no gestionables como puede ser la aparición de nubes en la generación FV, produciendo rápidas variaciones en los consumos de red que podrían provocar problemas de operación en los sistemas.
- Es posible la eliminación de sistemas convencionales de la red y la reducción de los gases de efecto invernadero, pero se necesita un avance en la tecnología de generación y de almacenamiento para que esta sea capaz de operar la red de manera adecuada y a un precio razonable sin poner en riesgo la estabilidad del sistema por lo que se debe trabajar en la mejora de la red para que la implementación de estos sistemas sea lo más fácil y rápida posible.

Ante estos resultados se propone lo siguiente:

- Se debe preparar a las redes con una generación suficiente para que trabajen en isla o que estén preparadas para actuar en caso de que se funcione en isla de manera inintencionada, mejorando la comunicación interna de la red e instalando las protecciones necesarias. [10]
- Debe plantearse la combinación de diferentes sistemas de generación distribuida, de manera que toda esa generación no se concentre en determinadas horas del día. Cabe plantearse el empleo de sistemas híbridos, por ejemplo, basados en fotovoltaica y eólica) en los que cada uno de esos elementos sea capaz de producir energía en diferentes horas del día.
- En caso de que la generación se conecte a la red de distribución de forma concentrada, es necesario realizar una correcta planificación previa puesto que puede producirse un aumento en las pérdidas en la red de distribución y puede verse afectada la tensión.
- Es necesario una adecuada coordinación de la carga de los vehículos eléctricos, ya que de lo contrario conlleva a un aumento de las pérdidas en la red de distribución durante su recarga. Pudiendo adecuarse zonas para la carga del VE en horario laboral que aumente las horas disponibles de carga de estos vehículos. Otra solución que se podría plantear sería la comunicación bidireccional entre vehículo y red permitiendo a este trabajar como sistema de carga o como sistema de suministro de energía a la red, permitiendo a esta una mayor estabilidad.[11]
- Una adecuada localización de los puntos de almacenamiento permite una reducción en las pérdidas de la red de distribución. Cuanto más alejado esté el sistema de almacenamiento de la generación FV, mayores pérdidas se producen durante las horas de mayor generación (ver Figura 31)
- Es necesario integrar sistemas capaces de actuar de forma rápida antes los problemas de carácter inmediato que se generen por las oscilaciones de la generación distribuida como pueden ser baterías, sistemas de supercondensadores y reservas rodante que le confieran a la red la estabilidad suficiente para la eliminación de sistemas convencionales

Bibliografía

- [1] DigSILENT, "PowerFactory 15.2," .
- [2] K Rudion *et al*, "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration," in *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006, pp. 6 pp.
- [3] COMISIÓN EUROPEA, "Hoja de ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050," COM() 112 final, 2011.
- [4] A. Amores, L. Álvarez and J. Chico, "Un modelo energético sostenible para España en 2050. *Recomendaciones de política energética para la transición.*" *Monitor Deloitte*, .
- [5] RED DE POLÍTICAS EN ENERGÍA RENOVABLE PARA EL SIGLO XXI, "REN21", "ENERGÍAS RENOVABLES 2016 REPORTE DE LA SITUACIÓN MUNDIAL," 2016.
- [6] INE, "Encuesta de Hogares y Medio Ambiente," 2009.
- [7] (). **Monthly global irradiation data**. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>.
- [8] K J Dyke, N Schofield and M Barnes, "The Impact of Transport Electrification on Electrical Networks," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 57, (12), pp. 3917-3926, 2010.
- [9] UNE-EN 50160:2011, "**Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.**".
- [10] Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, "Smart grids y la evolución de la red eléctrica." 2011.

Tabla de Figuras y tablas

Figura 1. Detalle de la red simulada.[2]	5
Figura 2. Participación de la energía renovable en la producción de energía eléctrica a nivel mundial a finales de 2015[5].....	6
Figura 3. Evolución del consumo de energía final en el sector residencial[4]	7
Figura 4. Evolución del parque de generación eléctrica en el horizonte 2030[4].....	7
Figura 5. Evolución del consumo de energía final en el sector industrial[4]	8
Figura 6. Evolución del consumo de energía final por el tipo de vector energético[4]	8
Figura 7. Evolución del parque de generación en el horizonte 2050[4]	9
Figura 8. Evolución del parque de vehículos de transporte en España[4]	10
Figura 9. Situación de los sistemas de almacenamiento.....	12
Figura 10. Curva de demanda en tanto por uno para las cargas domésticas e industriales[1] ..	13
Figura 11. Curva de irradiancia en el mes de junio en Zaragoza[7]	13
Figura 12. Ciclo de carga del VE	14
Figura 13. Ciclo de funcionamiento de la batería	15
Figura 14. Evolución de la demanda con la integración de la energía FV.....	17
Figura 15. Evolución de la demanda con la integración del VE+FV.....	18
Figura 16. Evolución de la demanda con la integración de VE+FV+almacenamiento	19
Figura 17. Evolución de las pérdidas con la integración de FV	20
Figura 18. Evolución de las pérdidas con la integración de FV+VE	21
Figura 19. Evolución de las pérdidas con la integración de FV+VE+almacenamiento.....	22
Figura 20. Evolución de la tensión máxima en la red con la integración de FV	23
Figura 21 Evolución de la tensión máxima en la red con la integración de FV+VE.....	24
Figura 22 Evolución de la tensión máxima en la red con la integración de FV+VE+almacenamiento	25
Figura 23. Evolución de la sobrecarga del TR2 con la integración de la FV	26
Figura 24. Evolución de las sobrecargas del TR2 con la integración de FV+VE.....	27
Figura 25. Evolución de las sobrecargas del TR2 con la integración de FV+VE+almacenamiento	28
Figura 26. Introducción de la generación en la parte alta de la red	29
Figura 27. Introducción de la generación concentrada en el centro de la red.	30
Figura 28. Introducción de la generación concentrada en el final de la red.....	30
Figura 29. Estudio de la tensión en el nodo SS9	32
Figura 30. Estudio de la tensión en el nodo SS4	33
Figura 31. Evolución de las pérdidas según la localización de la generación	34
Figura 32. Ciclo de carga del VE distribuido en 10h.....	35
Figura 33. Ciclo de carga del VE distribuido en 2 tramos.....	35
Figura 34. Evolución de la demanda en el horizonte 2050 según el ciclo de carga del VE.....	36
Figura 35. Evolución de las pérdidas en el horizonte 2050 según el ciclo de carga.....	37
Figura 36. Evolución de la tensión en el horizonte 2050 según el ciclo de carga	37
Figura 37. Red base de trabajo.....	43
Figura 38. Red con la introducción de FV.....	43
Figura 39. Red con la introducción de FV+VE.....	44
Figura 40. Red con la introducción de FV+VE+almacenamiento	45
Tabla 1. Potencia FV instalada en kW	11
Tabla 2. Carga generada por el VE y cantidad de VE.....	11
Tabla 3. Potencia instalada de almacenamiento	12

Anexo 1. Red modelo del CIGRE

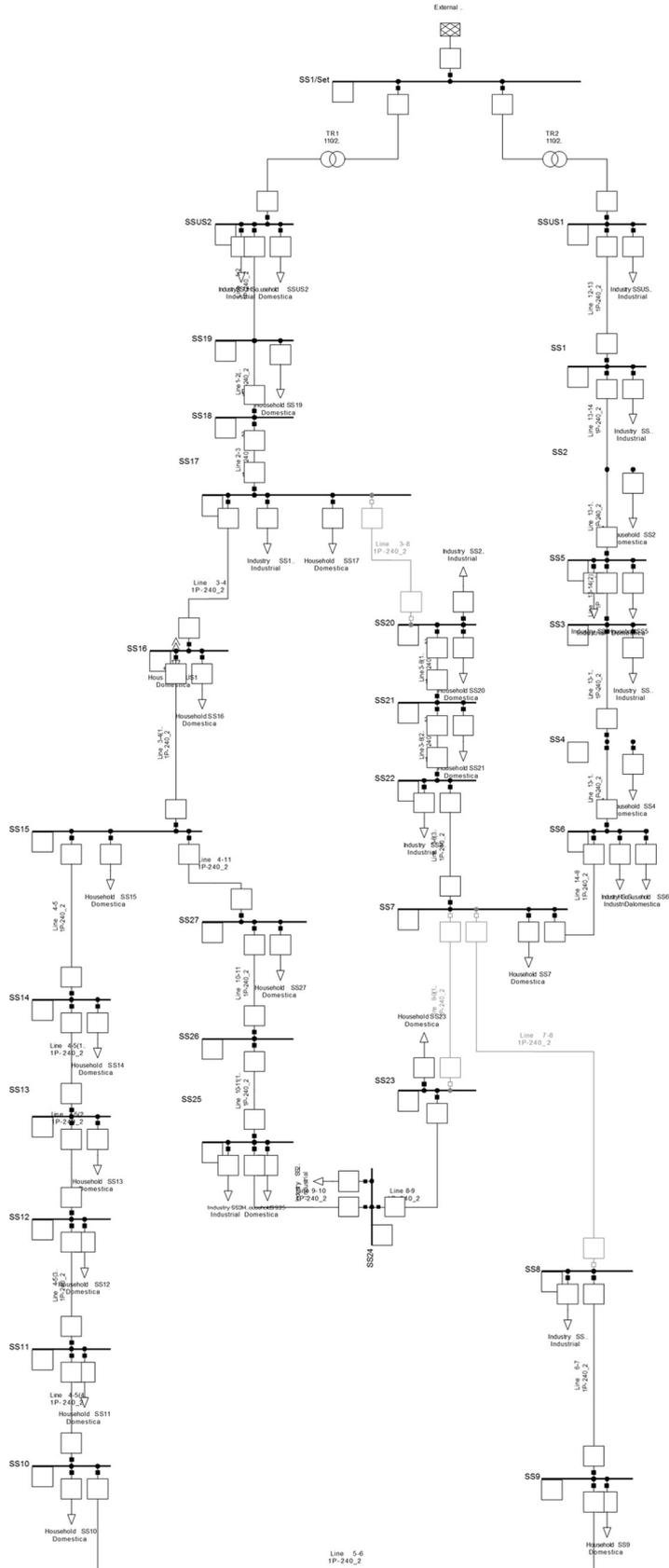


Figura 37. Red base de trabajo

Anexo 2 Red con FV instalada

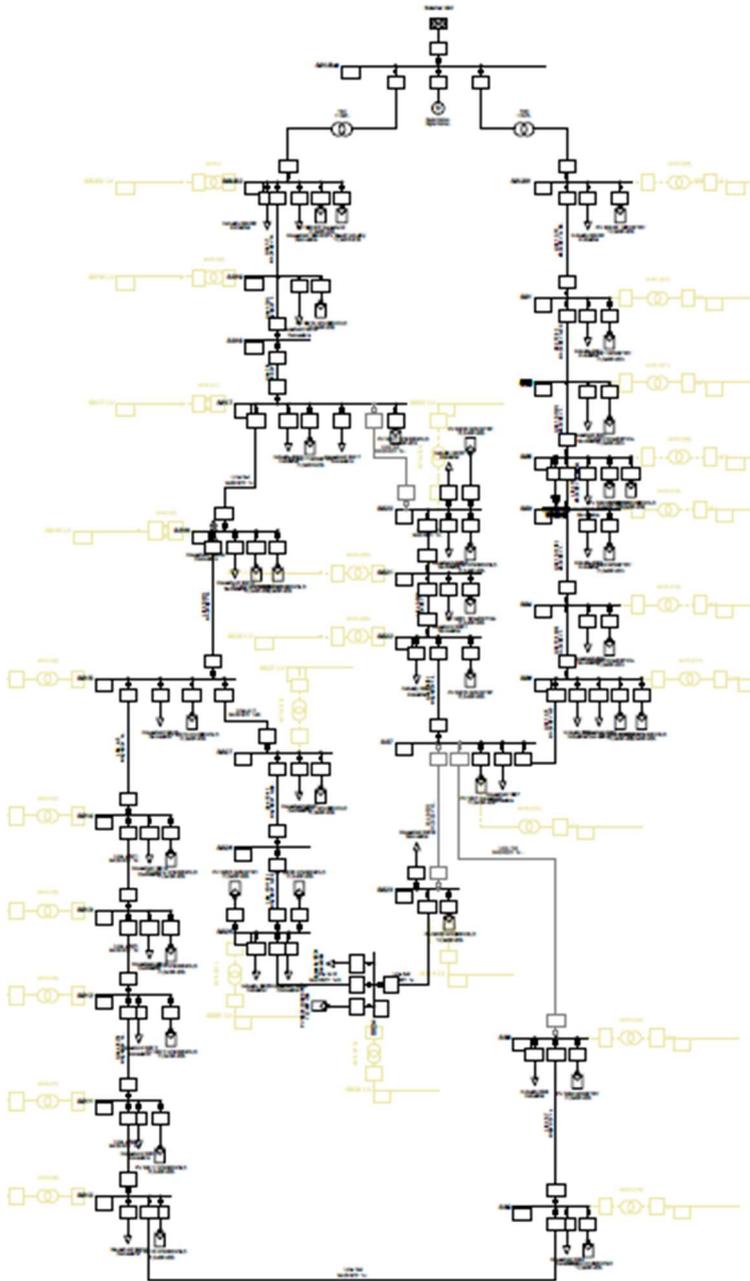


Figura 38. Red con la introducción de FV

Anexo 3 Red con FV+VE instalada

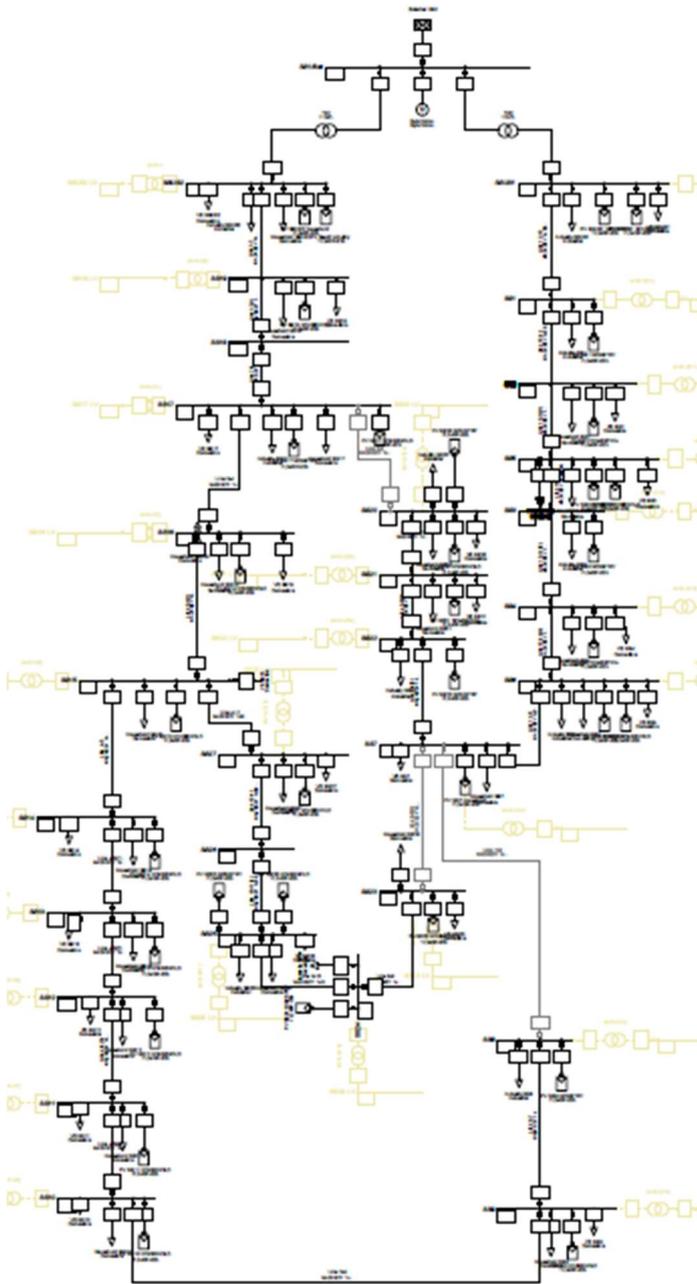


Figura 39. Red con la introducción de FV+VE

Anexo 4 Red con FV+VE+almacenamiento

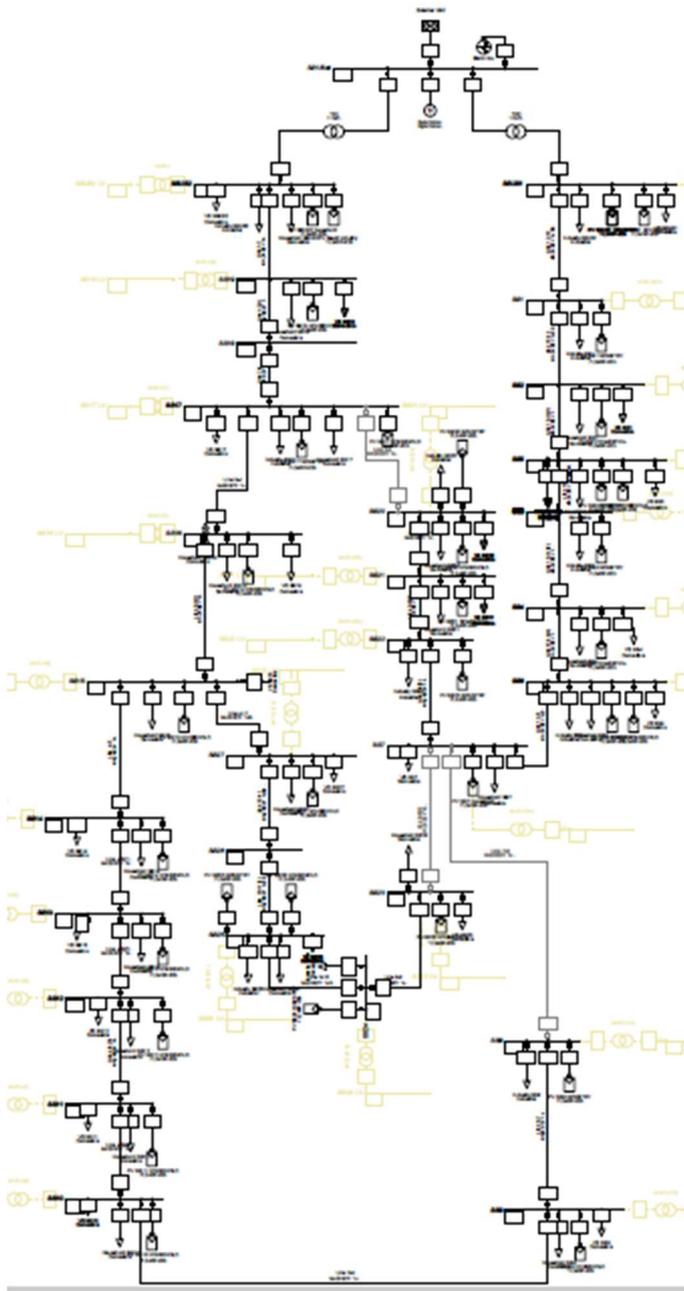


Figura 40. Red con la introducción de FV+VE+almacenamiento