

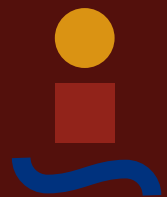
Tesis Doctoral
Ingeniería Industrial

Operación flexible de redes de
distribución mediante convertidores
electrónicos

Autor: Francisco de Paula García López
Director: José María Maza Ortega

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Tesis Doctoral
Ingeniería Industrial

**Operación flexible de redes de distribución mediante
convertidores electrónicos**

Autor:

Francisco de Paula García López

Director:

José María Maza Ortega

Profesor Titular de Universidad

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2019

Tesis Doctoral: Operación flexible de redes de distribución mediante convertidores electrónicos

Autor: Francisco de Paula García López

Director: José María Maza Ortega

El tribunal nombrado para juzgar la Tesis arriba indicada, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mi familia
A mis profesores
A mis compañeros

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecer al Ministerio de Economía y Competitividad por la beca predoctoral de Formación de Personal Investigador (FPI) que me proporcionó la oportunidad de acercarme a la investigación y docencia en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla. Agradecer de igual modo al Departamento de Ingeniería Eléctrica por su acogida y apoyo, tanto profesional como económico gracias a los proyectos de investigación desarrollados en la fase posterior a la beca predoctoral.

En segundo lugar agradecer a mi tutor José María Maza Ortega su dedicación y tiempo en este duro periodo de investigación y redacción de esta tesis. Además, por enseñarme a afrontar las dificultades inherentes a esta profesión, tanto en la rama investigadora como docente.

A los compañeros con los que he compartido muchas horas, en momentos buenos y momentos malos, y que de una forma u otra me han aportado vivencias y consejos útiles, Javi, Juan Manuel, Alejandro y Bustillo.

A Manuel Barragán por ser un magnífico compañero y una excelente persona, dándome su apoyo, ayuda y consejo durante todo el proceso de esta tesis doctoral.

Al personal de secretaría del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Rafael y Carlos, por ayudarme en todo el proceso de entrega de esta tesis doctoral.

A Claudio Cañizares, Brian Azzopardi y Lázaro Alvarado por permitirme realizar estancias en sus centros de investigación proporcionándome la oportunidad de conocerlos personalmente y adquirir conocimientos de gran importancia.

A mi familia, mis padres Francisco y Carmen, mis hermanas Reyes y May, y mis sobrinos Alba, Sergio, Ariadna, Esteban, Gonzalo y Carmen, sois una parte fundamental en mi vida y en mi forma de ser.

Por último a Diana, por comprender mis momentos malos y buenos en este camino tan arduo, siempre con su sonrisa y su alegría.

Resumen

Actualmente no se puede negar la problemática asociada a las redes de distribución, tanto de baja como de media tensión, debido al nuevo paradigma de generación y consumo que se espera en un futuro muy cercano. La integración masiva de fuentes de energía renovable, que se están integrando globalmente, es imparable en la actualidad debido a la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Esta nueva tecnología de generación se está implantando en los sistemas de distribución, tanto de media como de baja tensión, en contraste con las conexiones convencionales de centrales eléctricas de gran escala en redes de transporte de alta tensión. La proliferación de esta tecnología se debe a los objetivos de generación renovable que imponen los diferentes protocolos y normativas que tienen como finalidad el incremento de consumo en energía renovable para disminuir el impacto de los combustibles fósiles, y de este modo, conseguir una descarbonización que ayude a mitigar el cambio climático que está sufriendo el planeta. De forma adicional, y asociado al mismo objetivo, no hay que olvidar el auge del vehículo eléctrico que tendrá un impacto muy importante en todo el sistema de distribución. Se estima que el crecimiento del vehículo eléctrico en años venideros sea exponencial, llegando a ser un activo muy importante en la red de distribución, en la cual, dependiendo de cómo se integre, puede llegar a ser crítico.

Los problemas que van a crear estos elementos en la red de distribución son de diversa índole: 1) inversión de flujos de potencia en las líneas, 2) violaciones de tensión, 3) sobrecarga en líneas y transformadores, 4) funcionamiento inapropiado de protecciones y 5) gestión ineficiente de la red. Estos problemas pueden crear indisponibilidad temporal de puntos de carga de vehículos eléctricos o de inyección de generación de las fuentes renovables por la aparición de congestiones. Sin duda

esto generaría en el usuario final un rechazo hacia las nuevas tecnologías de generación renovable o adquisición de vehículos eléctricos, pudiendo darse un retroceso indeseado en el crecimiento sostenible de la red eléctrica.

La solución a esta diversidad de problemas no es única, pudiendo aplicarse varias soluciones. Posiblemente la solución más inmediata es el refuerzo de los diferentes elementos críticos en la red de distribución que presenten problemas. Sin embargo, esta solución puede no ser viable desde un punto de vista práctico, dada la extensión de las redes de distribución y las dificultades de dichos refuerzos en zonas urbanas basadas en configuraciones subterráneas. Por otro lado, se puede plantear limitar la instalación de estos nuevos agentes, generación renovable y/o vehículo eléctrico, a zonas o localizaciones concretas donde su impacto no sea tan acusado. Sin embargo, la no universalidad de la solución sería contraproducente para el buen funcionamiento del sector y podría no atraer a nuevos inversores y usuarios de las nuevas tecnologías. Por último, y en la premisa en que se basa esta tesis doctoral, otra solución estriba en gestionar de forma eficiente los recursos de control disponibles en la red de distribución.

El objetivo que se persigue en esta tesis doctoral es conseguir una gestión eficiente de los dispositivos de electrónica de potencia que están integrados en todos los nuevos agentes de la red de distribución. Para ello se proponen estrategias de control que crean nuevas funcionalidades y/o se realizan modificaciones en su topología. Los elementos de control que se van a contemplar son los cambiadores de tomas en carga que están equipados en los transformadores, los enlaces flexibles disponibles en las redes de distribución para mallar los alimentadores radiales, las fuentes de generación renovable y las estaciones de carga del vehículo eléctrico. Estos dispositivos son controlados mediante una estructura de control jerárquica de dos niveles. Cada dispositivo está equipado con un controlador primario local, cuyo objetivo es asegurar el seguimiento de las consignas enviadas por el controlador secundario. Este control secundario, a su vez, calcula dichas consignas en base a un criterio de operación óptimo.

En primer lugar se estudian las aplicaciones en la red de distribución de media tensión. En estas redes de distribución es posible disponer de una red de comunicaciones que proporciona una gran cantidad de información y medidas en tiempo real. Teniendo presente esta red de comunicaciones y teniendo el control de los cambiadores de tomas de los transformadores, la inyección de potencia reactiva de las fuentes renovables y los flujos de potencia a través de los enlaces flexibles, se propone la creación de un sistema de control centralizado, con OPF, el cual proporciona las diferentes consignas a cada dispositivo para optimizar el funcionamiento de la red, según diferentes algoritmos de control. Para hacer patente el impacto que se produce en dichas redes de distribución, las propuestas desarrolladas en esta tesis se aplican a una red de referencia sugerida por la CIGRE Task Force

C06.04.02 para integración masiva de energías renovables. En esta red se realizan una serie de simulaciones que ponen de manifiesto los beneficios que tiene el control de los dispositivos mencionados, gracias a una gestión eficiente de un algoritmo centralizado que unifica la coordinación de dichos dispositivos.

En segundo lugar, en la red de distribución de baja tensión se analiza la integración de una nueva topología de estación de carga rápida de vehículo eléctrico. Dicha topología se basa en un enlace multiterminal que permite controlar los flujos de potencia por las líneas mejorando así su integración en la red de distribución. La creación de este enlace flexible consiste en una modificación mínima en los cargadores rápidos estándar mediante la conexión de todos los buses de continua de los diferentes cargadores rápidos que integran la estación de carga. Con esta mínima modificación se crea una conexión entre los diferentes alimentadores de la red de baja tensión proporcionando una mayor flexibilidad. Hay que destacar que este tipo de redes, al contrario que las de media tensión, no disponen de una red de comunicaciones, y por lo tanto, no existe la cantidad de información suficiente para desarrollar un controlador centralizado óptimo que tenga en cuenta todas las medidas de la red de distribución. El control centralizado propuesto únicamente utiliza las medidas de potencia y tensión, de los transformadores MT/BT, proporcionadas desde el centro de transformación, y con estas medidas y diferentes algoritmos de control, es capaz de gestionar de forma eficiente los flujos de potencia activa y reactiva de la estación de carga de vehículo eléctrico. Para este estudio se va a utilizar la red de baja tensión propuesta por CIGRE Task Force C06.04.02, para así poder valorar los efectos de los algoritmos de control diseñados. Estos efectos se hacen patentes en las simulaciones realizadas sobre la red de baja tensión, en la cual se aplican los diferentes algoritmos de control que son gestionados por el control centralizado para permitir la carga del número máximo de vehículos posibles sin congestiones en la red.

Por último, una vez obtenidos todos los datos de simulación en los diferentes estudios realizados, esta tesis ha tenido la ambición de ir un paso más allá. En este aspecto, se ha realizado una implementación experimental, de las diferentes simulaciones realizadas para ver la viabilidad técnica en una red de distribución real. Para ello se ha construido una red a escala de laboratorio a partir de la red propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02 para redes de media tensión con una alta penetración de energía renovable. En esta red a escala se obtienen los mismos resultados de pérdidas y caídas de tensión, en por unidad, que la red de distribución real, y por lo tanto, es un magnífico banco de ensayos para poder evaluar el funcionamiento de las propuestas. Los ensayos experimentales se han realizado tanto para las aplicaciones de media como de baja tensión, realizando en esta última, algunas modificaciones en la red de distribución a escala para poder obtener los parámetros por unidad adecuados de una red de distribución de baja tensión.

Abstract

The current problems in low voltage and medium voltage distribution networks caused by new generators and consumers are undeniable. This is due to the massive integration of renewable energy sources is unstoppable due to the need to reduce fossil fuel consumption. This reduction in fossil fuel consumption is oriented by international protocols and regulations that impose a great integration of renewable energy. These new generation technologies are being implemented in medium and low voltage distribution networks. On the other hand, and due to the objective mentioned above, the electric vehicle has very high growth expectations. This growth will cause problems in the network due to the need to create fast electric vehicle charging stations.

The problems that are going to cause these new elements are the following: 1) invert of power flows in the branch, 2) voltages outside the technical limits, 3) overload in feeders and transformers, 4) improper operation of protective devices and 5) inefficient network management. These problems may generate temporary unavailability of electric vehicle charging points or generation of renewable sources. These circumstances would generate a rejection of users towards new technologies or the purchase of electric vehicles, which would cause a delay in the expected advance.

The solution is not unique, being able to look for different alternatives. The fastest solution is the investment in new elements of the network. These elements are the branches and/or transformers, but this solution is sometimes not adequate. A new investment needs planning and permits that are not immediate. On the other hand, in some occasions it is not possible to make an extension of the networks due to the extension of the network or simply because they are underground

networks. Another alternative is the optimal location of these new elements to minimize the impact on the network. This solution can create displeasure in users, for example if electric vehicle charging stations are installed outside the urban centers. In addition, not obtaining a single solution can create disagreement in potential investors. Finally, another solution is to efficiently manage the power electronic devices that incorporate all the mentioned devices.

The objective of this doctoral thesis is to achieve an efficient management of the power electronics devices integrated in the new agents of the distribution network. To achieve this objective, this thesis proposes control strategies that create new functionalities and/or modifications are made to its topology. The control elements contemplated are the tap-in-load changers that are equipped in the transformers, the flexible links available in the distribution networks to mesh the radial feeders, the renewable energy sources and the charging stations of the electric vehicle. These devices are controlled by a two-level hierarchical control structure. Each device is equipped with a local primary controller, whose objective is to ensure the tracking of references sent by the secondary controller. This secondary control calculates these setpoints based on an optimal operating criteria.

First, the applications in the medium voltage distribution network are studied. In these distribution networks it is possible to have a communications network that provides a large amount of information and measurements in real time. With this communications network and having control of transformer tap-changers, the injection of reactive power from renewable sources and power flows through flexible links, the creation of a centralized control system is proposed, with OPF, which provides the different setpoints to each device to optimize the operation of the network, according to different control algorithms. The network used to verify the proposals of this doctoral thesis is the one proposed by the CIGRE Task Force C06.04.02 for massive integration of renewable energies. In this network, a series of simulations are carried out to verify the benefits of the control of the mentioned devices. This is due to an efficient management of a centralized algorithm that unifies the coordination of the devices.

Secondly, in the low voltage distribution network, the integration of a new topology of a fast charging station for electric vehicles is analyzed. This topology is based on a flexible multiterminal link that allows to control the power flows through the feeders, thus improving their integration into the distribution network. This flexible link is based on a minimal modification to the standard fast chargers by connecting all the continuous buses of the different fast chargers at the charging station. With this minimal modification a connection is created between the different feeders of the low voltage network providing greater flexibility. It is interesting that these types of distribution networks do not have a communications network, unlike in medium voltage networks. Because of this, there is not enough

information to develop an optimal centralized controller that takes into account all the measures of the distribution network. The proposed centralized control uses only the power and voltage measurements of the MT / BT transformers, and with these measurements and different control algorithms, it is able to efficiently manage the active and reactive power flows of the electric vehicle charging station. For this study, the low voltage network proposed by CIGRE Task Force C06.04.02 will be used, in order to assess the effects of the designed control algorithms. These control algorithms are simulated in the aforementioned distribution network to increase the integration of electric vehicle charging.

Finally, an experimental implementation of the different simulations performed has been carried out. To achieve this objective, a laboratory scale network has been built from the network proposed by the CIGRE Task Force C06.04.02 for medium voltage networks with a high penetration of renewable energy. In this scale network, the same results of voltage losses and drops are obtained, in per unit, as the real distribution network, and therefore, is a great testbench to evaluate the operation of the proposals. Experimental tests have been carried out for medium and low voltage applications. These tests have been made in to the scale distribution network. In the case of low voltage, the networ was been modified in order to obtain the parameters per unit of a low voltage distribution network.

Índice Abreviado

<i>Resumen</i>	V
<i>Abstract</i>	IX
<i>Índice Abreviado</i>	XIII
<i>Notación</i>	XVII
1 Introducción	1
2 Desarrollo de una red a escala para validación experimental	13
3 Aplicaciones en redes de distribución de media tensión	33
4 Aplicaciones en redes de distribución de baja tensión	53
5 Conclusiones y trabajos futuros	87
<i>Conclusions and future works</i>	93
<i>Índice de Figuras</i>	97
<i>Índice de Tablas</i>	101
<i>Bibliografía</i>	103
<i>Publicaciones relevantes</i>	113

Índice

<i>Resumen</i>	V
<i>Abstract</i>	IX
<i>Índice Abreviado</i>	XIII
<i>Notación</i>	XVII
1 Introducción	1
1.1 Antecedentes	8
1.2 Objetivos	9
1.3 Financiación	10
1.4 Estructura del documento	11
2 Desarrollo de una red a escala para validación experimental	13
2.1 Red de distribución MT de referencia	15
2.2 Red de distribución a escala	18
2.3 Validación de la red a escala	25
2.3.1 Ensayos estáticos	27
2.3.2 Ensayos dinámicos	29
3 Aplicaciones en redes de distribución de media tensión	33
3.1 Mejoras propuestas en las redes de distribución MT	34
3.2 Simulaciones en la red de distribución MT de referencia	37
3.3 Ensayos experimentales en la red de distribución a escala	43
4 Aplicaciones en redes de distribución de baja tensión	53
4.1 EVCS convencional y propuesta de mejora	55
4.1.1 Sistema de Gestión de EVCS	57
4.1.2 Algoritmo de control avanzado del EVCS-MS	59
4.2 Cálculo de las ganancias del controlador	62
4.3 Resultados de simulación y experimentales	65

4.3.1	Resultados de simulación	66
4.3.2	Resultados experimentales	70
5	Conclusiones y trabajos futuros	87
5.1	Conclusiones generales y principales contribuciones	87
5.2	Trabajos futuros	89
	<i>Conclusions and future works</i>	93
5.3	Conclusions and main contributions	93
5.4	Future works	95
	<i>Índice de Figuras</i>	97
	<i>Índice de Tablas</i>	101
	<i>Bibliografía</i>	103
	<i>Publicaciones relevantes</i>	113

Notación

<i>BT</i>	Baja Tensión
<i>B2B</i>	Back To Back
<i>CA</i>	Corriente Alterna
<i>CIGRE</i>	Conseil International des Grandes Reseaux Electriques
<i>CC</i>	Corriente Continua
<i>CT</i>	Centro de transformación
<i>DER</i>	Distributed Energy Resource
<i>EMS</i>	Energy Management System
<i>EV</i>	Electric Vehicle
<i>EVCS</i>	Electrical Vehicle Charging Station
<i>EVCS – MS</i>	Electrical Vehicle Charging Station - Management System
<i>FL</i>	Flexible Link
<i>GUI</i>	Graphical User Interface
<i>IEA</i>	International Energy Agency
<i>IGBT</i>	Insulated Gate Bipolar Transistor
<i>JCR</i>	Journal Citation Report
<i>KPI</i>	Key Performance Index
<i>LC</i>	Local Controller
<i>MT</i>	Media Tensión
<i>OLE</i>	Omnimode Load Emulator
<i>OLTC</i>	On Load Tap Changer
<i>OPF</i>	Optimal Power Flow
<i>PI</i>	Proporcional - Integral
<i>RES</i>	Renewable Energy Source
<i>RTCS</i>	Real Time Control System
<i>RTU</i>	Remote Terminal Unit
<i>SMS</i>	Signal Management System
<i>TOU</i>	Time Of Use

VSC

Voltage Source Converter

1 Introducción

Hoy en día es imposible imaginar una sociedad moderna sin un acceso a la energía eléctrica de forma simple, eficiente y con una calidad adecuada para el buen funcionamiento de toda su estructura social e industrial. La energía eléctrica se ha convertido en un pilar fundamental en cualquier ámbito de nuestra sociedad, siendo por ello, una de las razones por la cual en los países desarrollados se considera un servicio fundamental y debe ser accesible en cualquier punto de este. Dada la importancia de este recurso, no es conveniente que la generación esté basada fuertemente en combustibles fósiles, dado que, la necesidad de esta materia prima produce una dependencia energética con el exterior en determinados países. Por este motivo es importante la penetración masiva de fuentes de energía renovables (RES de sus siglas en inglés Renewable Energy Source), tanto en media tensión (MT) [1], como en baja tensión (BT) [2], las cuales son un activo importante para la descarbonización del sistema eléctrico [3]. Además de la importancia de disminuir la dependencia energética con el exterior, otro factor importante en el desarrollo de las energías renovables son los diferentes protocolos y normativas medioambientales que pretenden hacer frente al cambio climático que sufre el planeta [4]. Para ello, cada país tiene la obligación implícita de promover su desarrollo energético y poner el máximo empeño para que ese desarrollo sea lo más sostenible posible. Este hecho está ayudando a incentivar a diferentes inversores y países para apostar con firmeza por esta energía sostenible y limpia.

En términos de generación de energía eléctrica en un ámbito mundial, en la figura 1.1 se muestra un diagrama de barras en el cual se puede observar cómo la tendencia global es el aumento de la generación basada en RES. En esta figura se puede observar cómo en el año 2007 la generación renovable no llega a alcanzar el 20% del total, mientras que en el año 2016 se genera entorno a un 25% del

total [5]. Entrando en detalle, en la figura 1.2 se puede ver la generación de energía eléctrica mundial por tecnologías, tanto para el año 2007 como para el año 2016. En este sentido se aprecia que la dependencia de las energías no renovables sigue siendo un factor determinante en el panorama de generación de energía eléctrica mundial. Comparando los datos entre estos dos años, se puede observar cómo hay una pequeña disminución en el consumo de carbón y energía nuclear, entorno a un 3% cada una, que es suplida por un aumento en la energía hidráulica, solar fotovoltaica y sobre todo eólica. No cabe duda que se ha iniciado un camino hacia la sostenibilidad energética, dado el aumento de la generación renovable, pero es importante matizar que esta progresión es muy desacelerada con respecto a los objetivos marcados en los protocolos internacionales [4].

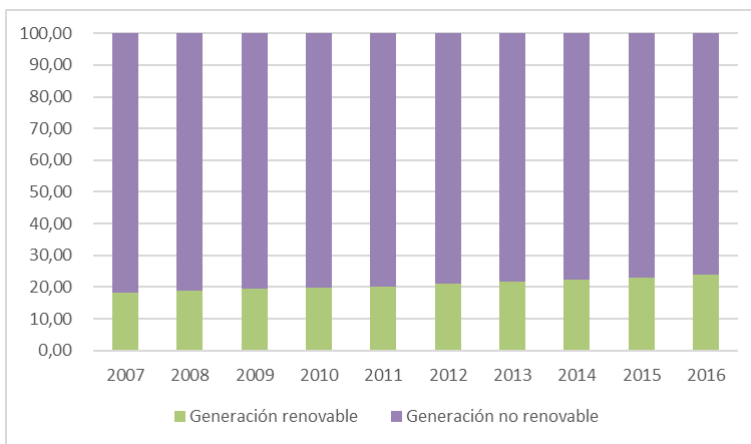


Figura 1.1: Evolución mundial de la generación de energía eléctrica entre tecnologías renovable y no renovable.

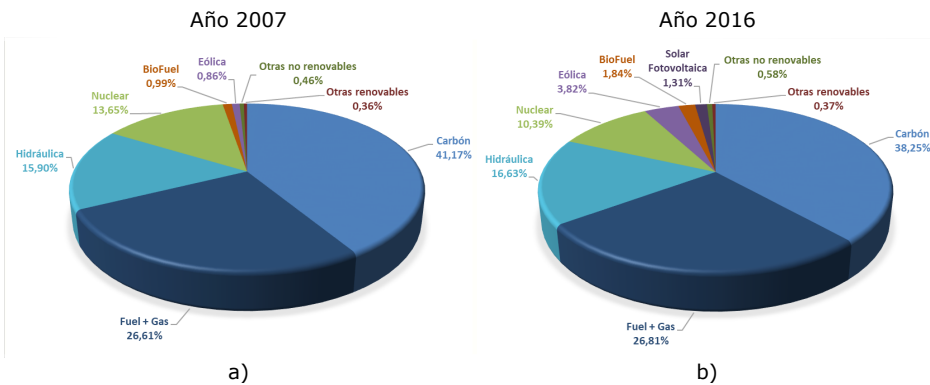


Figura 1.2: Porcentaje de generación de energía eléctrica por tipos de tecnologías en el mundo. a) Año 2007; b) Año 2016

Teniendo presente la tendencia mundial, es importante contextualizar cómo ha evolucionado el sistema de generación de energía eléctrica en España, pionera en la integración de energías renovables en la red. Para poder alcanzar los objetivos marcados por los protocolos internacionales, la vía más recomendable es la creación de un sistema de generación basado fuertemente en energías renovables, y por lo tanto, en el incremento de RES en nuestro país. En la figura 1.3 se muestra un diagrama de barras en el que se aprecia la evolución de la energía renovable en la generación de energía eléctrica en España desde el año 2007 hasta el año 2018 [6]. Es interesante destacar que en el año 2007 se tuvo una generación renovable del entorno de un 20%, mientras que en los años 2013 y 2014 se consiguió el mayor porcentaje de generación renovable, el cual fue aproximadamente del 40%. Se puede comprobar cómo la tendencia de la gráfica es alcista en favor de las energías renovables, y por ello, se puede considerar a España como un país que apuesta por este tipo de energía sostenible. Si se compara con la tendencia mundial, analizada anteriormente, ambos datos en 2007 parten casi del mismo valor, por el contrario, en el año 2016 estos datos difieren en gran medida. Mientras que en el ámbito mundial no se llega a alcanzar el 25% de generación renovable, en España se alcanza el 40% del total.

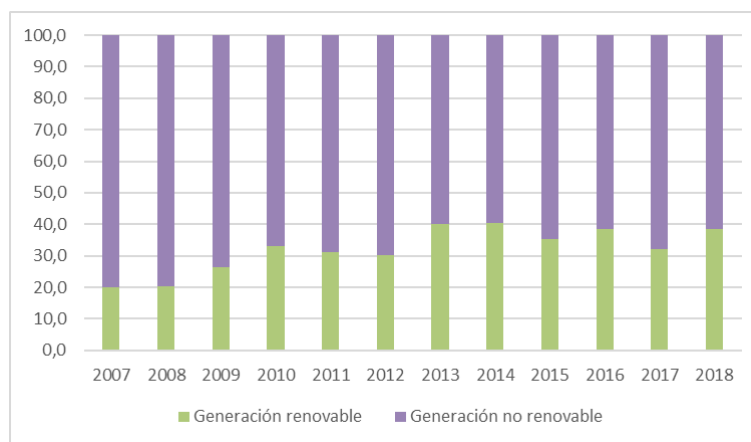


Figura 1.3: Comparación nacional de la generación de energía eléctrica entre tecnologías renovable y no renovable

Entrando un poco más en detalle, en la figura 1.4 se muestran los porcentajes de generación de energía eléctrica por tipos de tecnologías en España para los años 2007 y 2016. En el año 2007 se observa que el 80% de la generación en España se realizó mediante centrales de energías no renovables como son las centrales de carbón, centrales de ciclo combinado y centrales nucleares como principales productoras no renovables. En cuanto a las energías renovables, las principales productoras para el año 2007 son las centrales eólicas y las centrales

hidráulicas, con alrededor de un 19% en total. Por otro lado, en el año 2016, se observa un incremento considerable de la generación renovable, siendo sus principales exponentes la energía eólica, con un 18,22% y la energía hidráulica con un 13,79%. En el lado de las centrales de energías no renovables, se observa cómo las centrales de carbón pierden mucha importancia en el panorama de generación español pasando de más de un 24% en 2007 a un 14% en 2016. Lo mismo ocurre en las centrales de ciclo combinado, pasando de una generación de más de un 24% en 2007 a algo más de un 11% en 2016. Por último, teniendo presente que la energía nuclear en 2016 es el principal productor de las energías no renovables y considerando la producción de las centrales de carbón y ciclo combinado se obtiene una generación de algo más de un 46%, más de 20 puntos porcentuales menos que en el año 2007 para este tipo de energías (67%). Comparando estos datos con la tendencia mundial es incontestable afirmar que España es un país concienciado en apostar por las energías renovables. Al contrario que la tendencia mundial, en España se ha conseguido desbancar a tecnologías basadas en el carbón o el ciclo combinado con energías limpias como la hidráulica o la eólica.

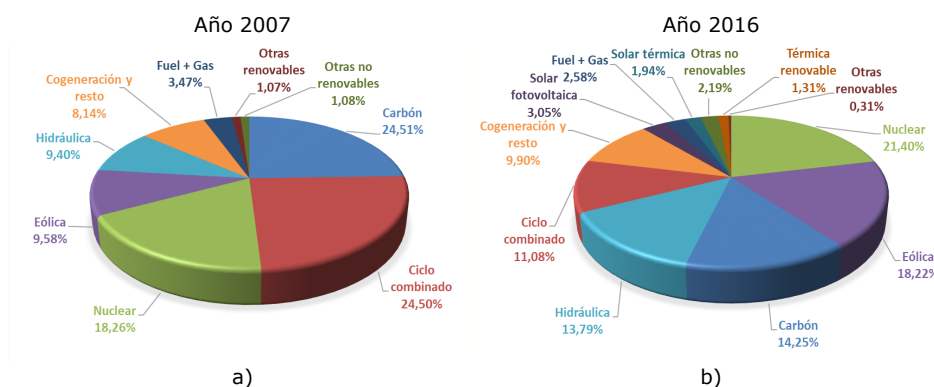


Figura 1.4: Porcentaje de generación de energía eléctrica por tipos de tecnologías en España. a) Año 2007; b) Año 2016

Otro punto importante que destacar en el sistema de generación, y por el cual se pretende seguir la tendencia alcista de creación de RES vista anteriormente, es el incremento de los recursos energéticos distribuidos (DER de sus siglas en inglés Distributed Energy Resources). Esto da lugar a la posibilidad de crear RES cerca de los consumos, dando así valor añadido a este tipo de generación, pues consigue una participación activa del consumidor final. La creación de esta generación cerca de los consumidores reduce la energía transportada por las redes de transporte y distribución, mejora la calidad de suministro, tiene un impacto local en el desarrollo y el empleo y puede llegar a ser un elemento muy importante en la descarbonización del sector [7].

La integración masiva de las energías renovables, tanto en plantas centralizadas de gran potencia como en unidades distribuidas más pequeñas, son un gran avance hacia la meta de un mix de generación eléctrica sostenible. Pero hay que tener presente el efecto que ocasiona una masiva integración de RES en la red eléctrica. Ese aumento de RES ha generado un nuevo paradigma de funcionamiento, dando lugar a una importante cantidad de nuevos generadores que modifican los estándares tradicionales de funcionamiento de las redes eléctricas. Las RES de gran capacidad tienen un importante papel en el desplazamiento de las tecnologías convencionales en la curva de generación, por ejemplo, la energía eólica. Por otro lado, los DER con menor capacidad, que suelen estar conectados a redes de distribución con topología radial, crean problemas al cambiar el funcionamiento tradicional de estas. El diseño de estas redes se ha realizado para hacer frente a los flujos de energía desde las subestaciones primarias y centros de transformación (CT) hasta los usuarios finales [8], y cuyo sentido está cambiado los DER. Los problemas que pueden crear los DER se han descrito abundantemente en la literatura especializada [9]: 1) coeficientes de simultaneidad altos, 2) flujos de potencia inversos, 3) tensiones nodales fuera de control, 4) deterioro de la calidad de la energía y 5) aumento de la potencia de cortocircuito. Estos problemas técnicos se pueden evitar usando estrategias convencionales de refuerzo de red, que van desde aumentar la sección transversal de las líneas existentes, hasta instalar nuevas líneas y/o transformadores de potencia. Sin embargo, debe cuestionarse si esta es la mejor solución considerando los aumentos en el coste y el tiempo de instalación [10], así como, el aumento de capacidad que se proporciona a estos elementos y que sólo se utilizan durante un número de horas por año muy reducido [11].

Adicionalmente a la RES, en un futuro cercano debe tenerse en cuenta la aparición del vehículo eléctrico (EV de sus siglas en inglés Electric Vehicle), cuyo incremento se espera que sea muy relevante. La Agencia Internacional de la Energía (IEA de sus siglas en inglés International Energy Agency) en su informe anual del año 2018 [5], vaticina un aumento sorprendente en el parque móvil de EV. En concreto, se espera que para el 2030 se multiplique por 28 con respecto al actual, con el propósito de disminuir 2°C el calentamiento del planeta. IEA amplía esta visión hasta 160 millones de vehículos en el mundo para el año 2060. Con esta previsión, IEA estima que el porcentaje del parque móvil llegará a estar entorno al 90% del total para el año 2060. Sin lugar a dudas, tal despliegue modificará la operación y la planificación de todas las actividades dentro del sistema de energía eléctrica. Desde un punto de vista agregado, los EV modificarán la curva de carga y la carga máxima del sistema en función de la estrategia de carga implementada [12], con un claro impacto en su coste de operación [13]. Además, los efectos locales en la red de distribución serán importantes a medida que la cantidad de estaciones de carga de EV (EVCS de sus siglas en inglés Electric Vehicle Charging Station) que se conecten a las redes de distribución BT y MT comiencen a aumentar. De hecho, las EVCS modifican completamente los flujos de potencia, los perfiles de tensión

y las pérdidas del sistema de distribución [14], [15] que conducen a la congestión de la red, es decir, corrientes por encima de los límites de ampacidad de las líneas y tensiones por debajo de los límites regulatorios.

Centrándonos en el caso español, como se puede ver en la tabla 1.1, España está en una clara desventaja en la carrera que se está realizando para la integración del EV en la sociedad [5]. Con tan sólo 5.950 vehículos eléctricos en su parque móvil eléctrico en 2015, España está muy alejado de potencias como Estados Unidos con 404.090 vehículos o China con 321.290 vehículos. Incluso en Europa, donde países como Holanda, Noruega, Francia, Reino Unido, Alemania, Suecia e Italia tienen un parque móvil eléctrico mayor. Estos datos refuerzan la idea de que en un breve periodo de tiempo el coche eléctrico tendrá un peso importante en el sistema eléctrico español. En este sentido, será importante planificar estaciones de carga adecuadas. El despliegue de los cargadores rápidos de CC desempeñan un papel importante en el crecimiento del EV con tasas de crecimiento interanuales del 300 % en la actualidad, aproximadamente diez veces más altas que las de los cargadores lentos públicos [5]. Esto se debe a que este tipo de cargadores rápidos reducen el rango de ansiedad del conductor. Además, este tipo de cargadores tiene una gran importancia ya que existe una clara correlación entre el número de cargadores rápidos de CC y el despliegue del EV [16], [17].

Tabla 1.1: Parque móvil de vehículos eléctricos en diferentes países (en miles de vehículos) [5]

Países	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Estados Unidos	3,77	21,50	74,74	171,44	290,22	404,09
China	1,43	6,50	16,40	31,74	104,91	312,29
Japón	3,52	16,14	40,58	69,46	101,74	126,40
Holanda	0,27	1,14	6,26	28,67	43,76	87,53
Noruega	0,79	2,80	7,21	15,42	35,21	70,82
Francia	0,30	2,93	9,25	18,88	31,50	54,29
Reino Unido	0,29	1,37	3,78	7,28	21,86	49,67
Alemania	0,25	2,34	6,13	13,25	26,03	49,22
Canadá	0,00	0,52	2,60	5,71	10,78	18,45
Suecia	0,19	0,37	1,25	2,65	7,09	14,53
Italia	0,64	0,76	1,42	2,47	3,99	6,13
India	0,88	1,33	2,76	3,13	4,02	6,02
España	0,07	0,65	1,20	2,21	3,66	5,95
Corea	0,06	0,34	0,85	1,45	1,52	4,33
Portugal	0,02	0,22	0,32	0,53	0,80	2,00
Otros	0,00	1,73	4,48	8,79	19,64	45,18

Para reducir el impacto de las EVCS y las RES en las redes de distribución se pueden realizar las siguientes acciones:

- Aumentar la inversión en mejoras en las redes de distribución. Esta solución puede ser la más inmediata pero también es la que requiere una inversión y un tiempo de planificación mayor. Consistiría en reforzar la red de distribución con nuevos activos (líneas, transformadores, protecciones, etc), dando lugar a la necesidad de solicitar permisos, licencias y estudios de viabilidad, que desencadenaría en un proceso lento y costoso. Además, los posibles refuerzos necesarios en redes subterráneas en zonas densamente pobladas podría llegar a ser inviable [18].
- Limitar las nuevas instalaciones. Esto implicaría un retraso en la política desarrollada para incentivar las energías renovables y el EV, dando lugar a un posible malestar del usuario final. El camino por seguir, en este sentido, es la integración masiva de energías renovables y de EVCS, procurando así dar un servicio al ciudadano para suplir sus necesidades futuras y de una forma sostenible.
- Ubicación óptima de las instalaciones. Esta solución puede ser viable en algunas ocasiones proporcionando una posible mejora en el funcionamiento de la red de distribución y ocasionando una inversión mínima en la misma. La desventaja puede ser que la ubicación para ciertas instalaciones, por ejemplo EVCS de carga rápida fuera de los núcleos urbanos, no sea viable económicamente y haya que acudir a otras alternativas.
- Utilizar dispositivos de electrónica de potencia en beneficio de la red. Dado que los RES y los EV, se basan en dispositivos de electrónica de potencia, estos se pueden utilizar para, además de realizar su cometido, dar un beneficio añadido a la red eléctrica. Esta solución incrementaría las funcionalidades de los RES y EVCS en las redes de distribución aportando una mayor flexibilidad a estas.

A lo largo de esta tesis se va a profundizar en la premisa de utilizar la electrónica de potencia en beneficio de la red de distribución e intentar obtener el máximo beneficio de estos nuevos agentes del sistema eléctrico. Para ello se van a utilizar los siguientes activos de control que se encuentren en la red de distribución: 1) cambiadores de tomas de los transformadores en carga (OLTC de sus siglas en inglés On-Load Tap Changer) que permite regular la tensión, 2) los enlaces flexibles de CC (FL de sus siglas en inglés Flexible Links) para mallar alimentadores radiales, que permiten controlar los flujos de potencia activa y reactiva, 3) los RES, que permitiendo el control de la potencia reactiva se puede realizar un control de

tensiones y 4) la EVCS multiterminal, que gestionando los flujos de potencia activa y reactiva mejora la posible congestión en la red de distribución debida a su alto consumo. El control de estos activos se realiza mediante un control jerárquico de dos niveles compuesto por un primer nivel gestionado por el control local (LC de sus siglas en inglés Local Controller) y un segundo nivel que calcula las consignas demandadas por el LC.

1.1 Antecedentes

Este trabajo parte de los estudios realizados en la tesis doctoral [19]. En dicha tesis se presenta y comparan diferentes alternativas para crear un FL de CC o CA entre alimentadores radiales cercanos en redes de distribución. De esta manera, los flujos de potencia activa y reactiva se pueden controlar para optimizar la operación del sistema, lo que permite minimizar las pérdidas de potencia o maximizar la integración renovable en las redes de distribución.

En la figura 1.5 se muestra un esquema simplificado de una red de distribución MT, en la cual, un control centralizado (EMS de sus siglas en inglés Energy Management System) recibe las medidas desde los CT y de la subestación de cabecera. Este EMS tiene implementado un OPF (de sus siglas en inglés Optimal Power Flow) que proporciona las consignas de potencia activa y reactiva al FL para conseguir una operación óptima en la red de distribución MT gracias al mallado y al control de tensiones que proporciona. El algoritmo OPF tiene como función objetivo minimizar las pérdidas en la red de distribución MT.

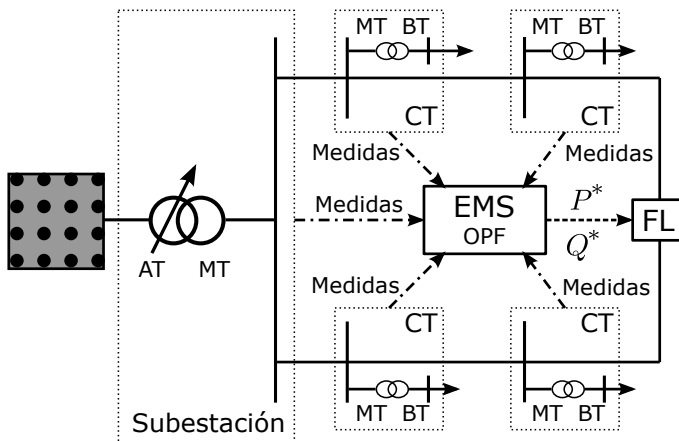


Figura 1.5: Esquema simplificado de la red utilizada en los trabajos anteriores

Como resultados, la tesis en cuestión presenta varias simulaciones utilizando una red de distribución de referencia MT propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02 (de sus siglas en francés Conseil International des Grandes Reseaux Electriques) para validar cada nivel de control. Los resultados del algoritmo OPF demuestran los beneficios de usar FL en redes de distribución, reduciendo significativamente las pérdidas de energía con respecto al caso base sin dispositivos de control. Finalmente, en esta tesis se construyeron y analizaron varias configuraciones experimentales a escala reducida para validar los resultados de la simulación.

1.2 Objetivos

El objetivo que aborda en esta tesis doctoral es analizar, desde un punto de vista técnico, los beneficios que la electrónica de potencia puede aportar en la operación de las redes de distribución MT y BT. Los principales objetivos que tratar son los siguientes:

- Desarrollo de una red de distribución a escala de laboratorio. Esta red a escala se basa en la red propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02 para la validación experimental de todas las simulaciones que se realizan en esta tesis. Con esta plataforma se da continuidad al trabajo realizado en [19], donde se realizó el trabajo de simulación sobre dicha red.
- Gestión eficiente de la red de distribución MT. En este objetivo se propone la creación de un controlador centralizado que gestione los diferentes activos de control en la red MT mediante un OPF. Este controlador tendrá acceso a diferentes activos de control en la red MT como son los OLTC para modificar la tensión de cabecera de la subestación, los RES para controlar la potencia reactiva inyectada o consumida realizando un control de tensiones de sus PCC y el FL conectado entre dos subsistemas donde controla los flujos de potencia activa y reactiva para realizar el mallado de la red. Todos estos algoritmos de control se van a desarrollar tanto en simulación como experimentalmente sobre la red mencionada anteriormente. Con respecto a los antecedentes, con este objetivo se amplía la funcionalidad del sistema de control centralizado, y por lo tanto la gestión del OPF, con nuevos elementos de control, dando lugar a una mayor flexibilidad en las redes MT. Además, se realizan ensayos experimentales que pondrán de manifiesto las ventajas de los algoritmos de control propuestos.
- Mallado de la red de distribución BT para la integración eficiente de las EVCS. Con respecto a este objetivo se realizan diferentes estudios en simula-

ción y ensayos experimentales considerando la inclusión de EVCS de carga rápida en puntos críticos de la red de distribución BT. Utilizando algoritmos de control que reducen las pérdidas de potencia, eliminan las subtensiones en la red y reducen el envejecimiento prematuro de los transformadores. Para poder mallar la red BT se realiza un FL mediante una modificación mínima en la topología de los cargadores rápidos convencionales. La modificación consiste en la conexión de todos los buses de CC de cada cargador. Con esta modificación se consigue un FL multiterminal que proporciona mayor flexibilidad en la red y una mayor versatilidad de funcionamiento. La gestión de la EVCS se realiza mediante un control centralizado que proporciona las consignas a los dispositivos. Dado que la infraestructura de comunicación en las redes de distribución BT es inexistente en comparación con las redes de distribución MT, el algoritmo de control no tiene medidas suficientes para realizar un OPF convencional. Por este motivo se utilizan las medidas disponibles desde el CT (tensiones y potencias activas y reactivas) para desarrollar diferentes algoritmos que mejoran el funcionamiento de la red.

1.3 Financiación

Esta tesis doctoral ha podido ser desarrollada gracias a la financiación proporcionada por diferentes proyectos de investigación:

- Operación Flexible de Redes de Distribución Mediante Convertidores Electrónicos Flexilink. ENE2011-24137. Entidad financiadora: Ministerio de Ciencia e Innovación. Duración: 2012-2015.
- Cambiadores de Tomas Estáticos para Transformadores de Potencia (Catest). P11-TEP-7411. Entidad financiadora: Junta de Andalucía. Duración: 2013-2018.
- Diseño, desarrollo y demostración de una micro-red inteligente y activa. PCIN-2015-043. Entidad financiadora: Ministerio de Economía y Competitividad. Duración: 2015-2019.
- Distribución Eficiente de Energía Eléctrica en Baja Tensión Mediante Redes Mixtas AC/DC. ENE2017-84813-R. Entidad financiadora: Ministerio de Economía y Competitividad. Duración 2018-2020.

1.4 Estructura del documento

Este documento se encuentra dividido en dos partes diferenciadas. La primera parte consta de un breve resumen de las aportaciones realizadas, las cuales se dividen en los siguientes apartados:

- Desarrollo y construcción de una red a escala para validación experimental. Este capítulo describe el procedimiento que se ha utilizado para diseñar la red a escala a partir de la red propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02 para la integración masiva de energías renovables en la red de distribución MT. Además, se va a justificar la viabilidad de esta plataforma como un banco de pruebas idóneo para los ensayos experimentales que se realizan con posterioridad.
- Aplicaciones en redes de distribución MT. Estas aplicaciones se desarrollan en el capítulo 3 y constan de simulaciones de diferentes casos de estudio donde se comprueba la necesidad del control centralizado, implementado con un OPF, propuesto para la gestión de los diferentes activos de control que se disponen en este tipo de redes de distribución. Por otro lado, se han realizado ensayos experimentales sobre la red a escala detallada en el capítulo anterior para demostrar que es una solución aplicable en redes reales.
- Aplicaciones en redes de distribución BT. Estas aplicaciones se desarrollan en el capítulo 4 y se centran en la problemática que puede ocasionar la conexión de las EVCS de carga rápida en la red de distribución BT. En este capítulo se propone un control centralizado donde se opera con una cantidad de información muy inferior a la que se puede obtener de redes de distribución MT y, por lo tanto, sin ejecutar un OPF.
- Conclusiones. Las conclusiones se desarrollan en el capítulo 5 dando una visión resumida de todos los resultados obtenidos en esta tesis, así como las líneas de investigación futuras.

La segunda parte de la tesis consta de los artículos publicados en revistas de investigación indexadas en el JCR (de sus siglas en inglés Journal Citation Reports), factor que indica la calidad de los estudios realizados, y en congresos internacionales avalados por entidades de prestigio. El listado de los artículos mencionados según los objetivos es el siguiente:

- Desarrollo y construcción de una red a escala para validación experimental:
 - J. M. Maza-Ortega, M. Barragán-Villarejo, F. de Paula García-López, J. Jiménez, J. M. Mauricio, L. Alvarado-Barrios, and A. Gómez-Expósito. A Multi-Platform Lab for Teaching and Research in Active Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4861–4870, November 2017 [20].
- Aplicaciones en redes de distribución MT:
 - M. Barragán-Villarejo, A. Marano, F. P. García-López, J. M. Mauricio, and J. M. Maza-Ortega. Coordinated control of distributed energy resources and flexible links in active distribution networks. In *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, pages 1–6, Oct 2015 Energies [21].
 - Francisco de Paula García-López, Manuel Barragán-Villarejo, Alejandro Marano-Marcolini, José María Maza-Ortega, and José Luis Martínez-Ramos. Experimental assessment of a centralised controller for high-res active distribution networks. *Energies*, 11(12), 2018 [21].
- Aplicaciones en redes de distribución BT:
 - F. P. García-López, M. Barragán-Villarejo, J. M. Maza-Ortega, and A. Gómez-Expósito. Multiterminal electrical charging station for lv networks. In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pages 1–5, June 2015 [22].
 - Francisco de Paula García-López, Manuel Barragán-Villarejo, and José María Maza-Ortega. Grid-friendly integration of electric vehicle fast charging station based on multiterminal dc link. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 114:105341, 2020 [23].

2 Desarrollo de una red a escala para validación experimental

Las redes de distribución convencionales están dando paso a redes de distribución con un nivel de comunicación y control muy elevados, las denominadas redes inteligentes. Este cambio en el paradigma de las redes de distribución se debe al aumento en la automatización, las nuevas tecnologías de medición y los dispositivos de electrónica de potencia que se están integrando de forma masiva en las redes. Estos dispositivos de electrónica de potencia están presentes en la generación distribuida, sistemas de almacenamiento de energía y otros dispositivos que mejoran la calidad de la energía que llega al consumidor [24].

Estas redes inteligentes aportan a la sociedad unos beneficios desde el punto de vista económico y medioambiental necesarios hoy en día, tanto es así, que no se pueden alcanzar las pretensiones de las normativas y protocolos que luchan contra el cambio climático sin apostar por este tipo de redes. Por otro lado, este tipo de redes plantean nuevos retos desconocidos en las redes de distribución como son los desplazamientos de tecnologías convencionales en la curva de generación, aplanamiento de la curva de consumo y sobre todo la infraestructura necesaria para hacer una transición rápida desde las redes convencionales a redes inteligentes [25], [26], [27], [28].

Estas razones técnicas y sociales justifican la necesidad de implementar un banco de pruebas en el cual se puedan realizar ensayos para comprobar la viabilidad de diferentes estrategias de control propuestas. Básicamente, el banco de pruebas es una versión reducida de un sistema de distribución real. En trabajos anteriores han

diseñado instalaciones de laboratorios de características con diferentes propósitos. En [29] una red de laboratorios para mostrar el efecto de la resonancia armónica. Las referencias [30], [31] y [32] muestran dos configuraciones de laboratorio en la Universidad de Drexel para analizar la gestión de controles centralizados para el control de los flujos de potencia. Una red más completa se muestra en [33], esta red involucra dispositivos de electrónica de potencia y máquinas eléctricas. En [34] se presenta una microrred a escala real que involucra diferentes tecnologías de generación de energía distribuida y almacenamiento. En [35] se presenta un sistema a pequeña escala con motores de inducción, generadores síncronos y transmisión de CC, orientado a analizar una amplia gama de problemas que van desde los flujos de energía hasta la integración de la electrónica de potencia. Por último, en [36] se describe un banco de ensayos con tres VSCs para analizar el funcionamiento de los sistemas HVDC.

La principal contribución del sistema de distribución a escala propuesto reside en la forma de abordar la carga, almacenamiento y generación en la red. En las referencias mencionadas se utilizan cargas estáticas [31], [32]; máquinas eléctricas acopladas a sistemas mecánicos [30], [33] y [35]; dispositivos reales de conversión de energía [34]. Estos dispositivos tienen el inconveniente de la flexibilidad, es decir, solo responde a un tipo de carga o generación concreto. Por ejemplo, si se dispone de generación fotovoltaica y se conecta a un nudo concreto de una red, esta topología no puede reconfigurarse sin realizar cambios mecánicos. Por otro lado, existe la necesidad de disponer de luz solar para realizar los ensayos. Esta tesis propone crear unos dispositivos que sean capaces de emular el comportamiento de cualquier sistema de carga/generador/almacenamiento conectado a cada bus por medio de un conjunto de VSCs.

Este capítulo se organiza de la siguiente forma. En el apartado 2.1 se describe el desarrollo y montaje de una red de distribución a escala de laboratorio en el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla. La red a escala se construye tomando como referencia de la red de distribución MT propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02 [37] para integración de energías renovables. En el apartado 2.2 se describen el escalado y dispositivos utilizados en la red a escala. Por último, en el apartado 2.3, se detallan todos los ensayos realizados en la red a escala para verificar que los resultados obtenidos son extrapolables a la red original.

2.1 Red de distribución MT de referencia

La red de referencia seleccionada tiene como finalidad ser un banco de ensayos estándar para los investigadores en materia de integración de RES en la red de distribución MT. El objetivo de esta red es poder analizar, diseñar y validar distintos algoritmos de control en sistemas de generación distribuida. Los principales motivos que se han considerado para la selección de esta red de referencia son los siguientes:

- La red se basa en una red de distribución alemana MT real, cumpliendo la necesidad de implementar los diferentes controles en un entorno lo más realista posible.
- Esta red consta de una importante penetración de RES, motivo por el cual es de especial interés, dado que este es uno de los principales elementos en el panorama futuro de las redes de distribución.
- Todos los datos de la red, incluida la topología, los parámetros de las ramas y los cables, las cargas, RES y sus correspondientes perfiles diarios de carga y generación están disponibles y bien documentados.
- La red de referencia plantea la posibilidad de incluir un FL para mallar los dos subsistemas, un componente clave de la futura red de distribución activa con alta penetración de RES.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama unifilar de la red de distribución de referencia, la cual está compuesta por dos subsistemas radiales alimentados desde la misma subestación. Dicha subestación está compuesta por dos transformadores de 25 MVA y relación de transformación de 110/20 kV con OLTC, los cuales alimentan cada uno a un subsistema. El OLTC está conectado en el lado de 20 kV con una relación de toma de $\pm 10\%$ con intervalos de 0.625%. La red total contiene 14 nudos agrupados en dos alimentadores radiales: 11 nudos para el subsistema 1 y 3 nudos para el subsistema 2. La longitud total de las ramas del subsistema 1 es de aproximadamente 15 km, mientras que el subsistema 2 es de sólo 8 km. Además, este sistema involucra a clientes industriales y domésticos, así como una gran cantidad de RES conectadas a los diferentes nudos, como se puede ver en la figura 2.1. Por otro lado, la red de referencia plantea la posibilidad de incluir un FL para conectar ambos subsistemas radiales entre los nudos N8 y N14. En la tabla 2.1 se muestran los valores de resistencia y reactancia de las diferentes ramas del sistema y la longitud.

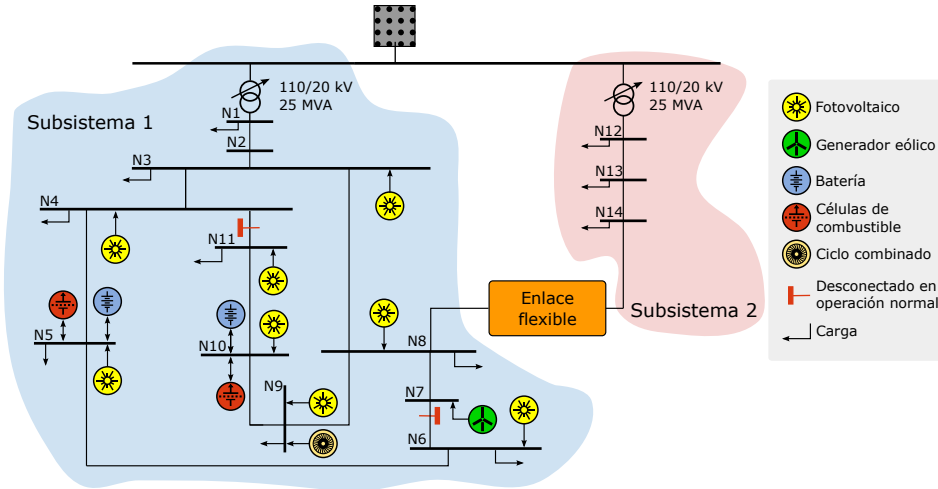


Figura 2.1: Esquema unifilar de la red MT con alta penetración de RES propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02

Tabla 2.1: Valores de las resistencias y reactancias de cada rama en la red original propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02

Línea	Nudo Inicio	Nudo Final	R'_{ph} Ω/km	X'_{ph} Ω/km	Long. km
1	N1	N2	0.579	0.367	2.82
2	N2	N3	0.164	0.113	4.42
3	N3	N4	0.262	0.121	0.61
4	N4	N5	0.354	0.129	0.56
5	N5	N6	0.336	0.126	1.54
6	N6	N7	0.256	0.130	0.24
7	N7	N8	0.294	0.123	1.67
8	N8	N9	0.339	0.130	0.32
9	N9	N10	0.399	0.133	0.77
10	N10	N11	0.367	0.133	0.33
11	N11	N4	0.423	0.134	0.49
12	N3	N8	0.172	0.115	1.30
13	N12	N13	0.337	0.358	4.89
14	N13	N14	0.202	0.122	2.99

En cuanto a los perfiles de potencia, tanto la carga como la generación, se han obtenido del documento proporcionado por CIGRE [37]. En la figura 2.2 se muestran los perfiles de las cargas residencial e industrial en valores por unidad con una base de 100 MVA. En esta figura se puede observar que la red de distribución elegida tiene como carga predominante la residencial. Por otro lado, en la figura 2.3 se muestran los perfiles de potencia activa generada. En la figura superior se puede

ver el perfil de potencia para la generación eólica y batería. En la figura inferior se muestran los perfiles de generación de la energía fotovoltaica, diésel y célula de combustible. Hay que destacar que la tecnología predominante en términos de generación es la generación eólica, siendo entre 3 y 10 veces mayor que las demás tecnologías de generación.

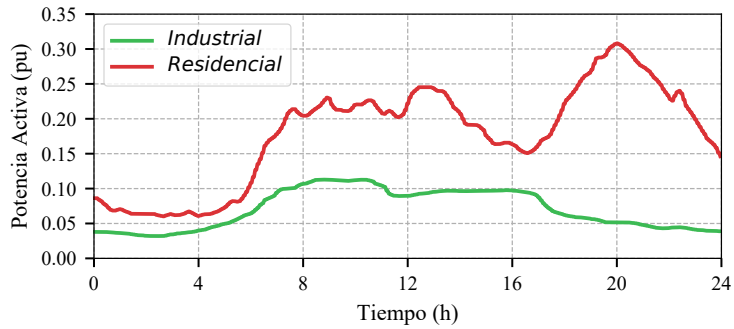


Figura 2.2: Perfiles de potencia activa consumida en la red de distribución de la CIGRE Task Force C06.04.02

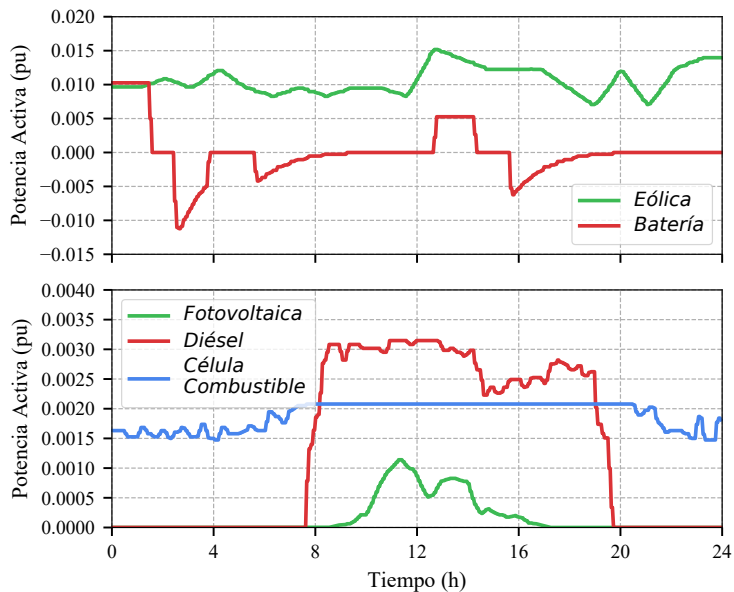


Figura 2.3: Perfiles de potencia activa generada en la red de distribución de la CIGRE Task Force C06.04.02. Arriba: Generación Eólica y Batería; Abajo: Generación Fotovoltaica, Diésel y por Célula de Combustible

2.2 Red de distribución a escala

Este apartado proporciona los detalles del proceso de escalado y componentes que se han utilizado para desarrollar una red de distribución a escala. Para realizar el escalado se ha utilizado un sistema base en MT de 20 kV y 10 MVA y en BT una tensión base de 400 V y una potencia base de 100 kVA. Con estos parámetros base se han realizado todos los cálculos de escalado necesarios a las impedancias de las ramas, los perfiles de potencia, las tensiones, las corrientes, etc. Gracias a este escalado se representa fielmente los efectos que se producen en una red de distribución MT con alta penetración de RES en un entorno hardware de laboratorio. La red a escala está compuesta por los siguientes componentes:

- Ramas de la red de distribución: las líneas eléctricas están representadas mediante un modelo de parámetros concentrados que comprende la resistencia y la reactancia en serie. Los valores de estas impedancias se han aproximado mediante el escalado, comentado anteriormente, para obtener unos valores por unidad lo más próximos posible a los del sistema real MT. Por lo tanto, los ratios R/X de las líneas del sistema de referencia y las longitudes equivalentes se mantienen, lo que lleva a caídas de tensión y pérdidas de potencia por unidad similares. La tabla 2.2 recopila los valores exactos de las resistencias y reactancias utilizados en la red a escala. Hay que destacar que

Tabla 2.2: Valores de las resistencias y reactancias de cada línea en la red a escala con configuración en paralelo

Nudo inicial	Nudo final	Resistencia ($m\Omega$)	Reactancia ($m\Omega$)
N1	N2	60.00	39.25
N2	N3	25.00	15.75
N3	N4	5.00	3.25
N4	N5	10.00	3.25
N5	N6	25.00	7.75
N6	N7	5.00	1.50
N7	N8	25.00	7.75
N8	N9	5.00	1.50
N9	N10	10.00	3.25
N10	N11	5.00	1.50
N11	N12	10.00	3.25
N3	N8	10.00	6.25
N12	N13	60.00	62.50
N13	N14	25.00	15.75

se ha incluido una modificación considerable en el diseño de las líneas con respecto a la red de referencia. Cada tramo de línea se ha implementado con dos impedancias que se pueden conectar en serie o paralelo, como se puede ver en la figura 2.4. Con esta modificación se pueden obtener líneas de la misma longitud que la red de referencia, la conexión paralelo que se consigue cerrando los terminales de C1 y C3, el doble, una única impedancia que se consigue cerrando los terminales de C1 o C3, o cuatro veces la distancia original, la conexión en serie que se consigue cerrando el terminal de C2, dando lugar a una mayor flexibilidad en los ensayos. Por lo tanto, hay que aclarar que los valores que se muestran en la tabla 2.2 son los valores que se obtienen de la conexión paralelo, es decir, el valor escalado de la red de distribución real. En la figura 2.5 se puede ver una fotografía del montaje realizado con las impedancias de las diferentes ramas.

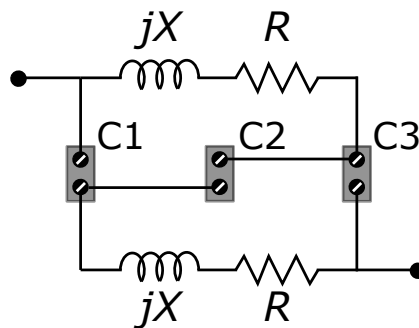


Figura 2.4: Esquema de conexión de las impedancias de la red a escala



Figura 2.5: Fotografía de las impedancias de la red a escala

- Emulador de carga omnímodo (OLE de sus siglas en inglés Omnimode Load Emulator): este dispositivo es el responsable de emular cualquier carga, generación o una combinación de ambas, conectado a un nudo de la red a escala. Básicamente, cada OLE es un VSC con un LC, filtro de acoplamiento, transductores de medida y protecciones. El OLE tiene conectado sus terminales de CA y CC a un nudo de la red a escala y un bus común de CC respectivamente. El VSC es trifásico de dos niveles con dispositivos IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), 400 V, capacidad nominal de 20 kVA y una frecuencia de conmutación de 10 kHz. El filtro de acoplamiento tiene una topología LCL [38] y se utiliza para conectar el lado de CA del VSC a la red a escala. Las inductancias y el condensador tienen los siguientes parámetros: $L1=L2=2.5\text{mH}$ y $C=1\mu\text{F}$. En cuanto al lado de CC, hay que tener en cuenta que todos los OLEs comparten un bus común de CC que está regulado por un VSC de balance adicional de 100 kVA [20]. El VSC de balance está directamente conectado a la red del laboratorio de BT por su lado de CA, proporcionando la potencia activa neta requerida por los OLEs. De esta manera, cada OLE puede absorber o inyectar (carga o generación) cualquier potencia activa y reactiva en la red a escala dentro de las restricciones técnicas impuestas por los VSCs. En la figura 2.6 se puede ver el esquema completo de conexión mencionado. La conexión de cada OLE a sus respectivos nudos es la siguiente: N3, N5, N6, N7, N8, N9, N10 y N11 (subsistema 1) y N13 y N14 (subsistema 2). Nótese que a diferencia de la figura 2.1, en la red a escala se han eliminado los dispositivos en los nudos N1, N4 y N12. Esto se debe a que la potencia asociada a dichos nudos en la red original era despreciable en comparación con otros nudos. Por último, no se ha incluido un FL debido a que no se desarrolla, en una primera versión, un algoritmo de control que proporcione las consignas necesarias al FL. En la figura 2.7 se puede ver una imagen real de un armario eléctrico que tiene implementado dos OLEs totalmente operativos. En esta figura se puede ver que cada OLE dispone de un VSC, un LC, un filtro LCL, protecciones y medidas.
- OLTC: en la red a escala se han sustituido los transformadores con OLTC de cada subsistema por un único transformador con OLTC en cabecera. El OLTC está compuesto por 4 equipos de tiristores, con tensión nominal de 690V y corriente nominal de 35A, que gestionan dos tomas del transformador ($\pm 5\%$), el OLTC se puede ver en la figura 2.8. Las resistencias de potencia son necesarias para reducir el cortocircuito que se produce al realizar el cambio de toma cortocircuitando las bobinas del transformador.
- Sistema de control y comunicación: El sistema de control y comunicación es una estructura jerárquica de dos niveles que comprende un LC para cada

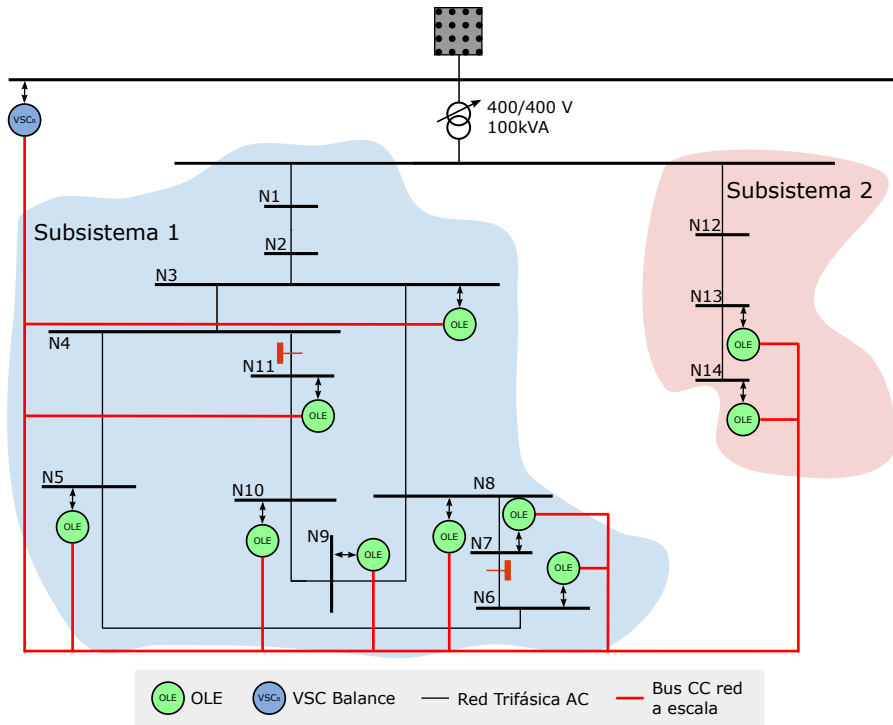


Figura 2.6: Esquema de conexión de los buses de CC en la red a escala

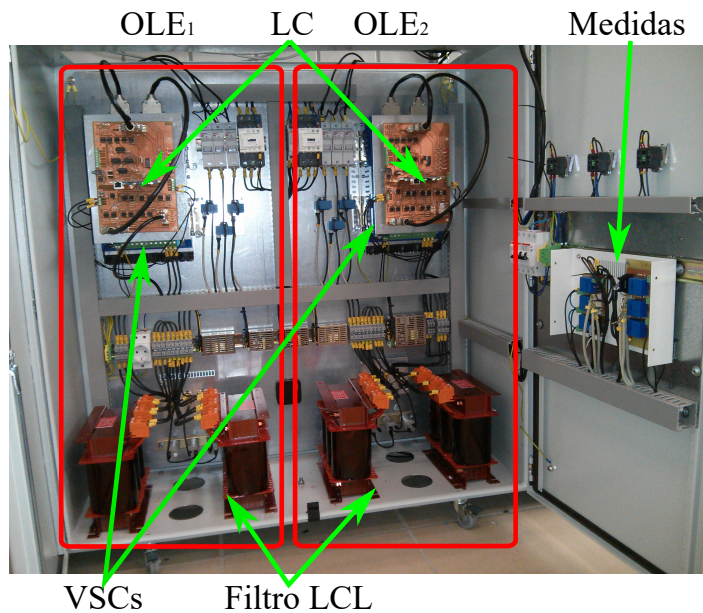


Figura 2.7: Fotografía de un armario eléctrico con dos OLEs implementados



Figura 2.8: Fotografía del OLTC de la red de distribución a escala

OLE y un sistema de gestión de señales (SMS de sus siglas en inglés Signal Management System) que gestiona la consigna y recibe las medidas de cada LC, tal y como se muestra en la figura 2.9. El LC se encarga de seguir las consignas calculadas por el SMS. Básicamente, este controlador calcula los *duty cycles* η_{abc} teniendo en cuenta las referencias de potencia activa y reactiva enviadas por el SMS y las tensiones y corrientes por el OLE, como se muestra en el esquema de control de la figura 2.9. Tenga en cuenta que, como se muestra en la figura 2.6, la conexión de los OLEs al sistema de distribución se realiza sin un transformador de acoplamiento para reducir el espacio requerido y el coste del banco de pruebas. Además, como todos los OLEs comparten un bus de CC común, las corrientes de secuencia homopolar pueden fluir entre los OLEs [39]. Para eliminar este flujo de corriente no deseado se han implementado dos acciones. Por un lado, se ha incluido un controlador de secuencia homopolar en el esquema tradicional de control d-q. Este controlador asegura un componente de secuencia homopolar casi nulo para armónicos de corriente de baja frecuencia. Por otro lado, todas las señales portadoras del PWM utilizadas para generar las señales de activación de los OLEs se han sincronizado para eliminar los componentes de secuencia homopolar de alta frecuencia [40]. Las ganancias utilizadas en el controlador de corriente PI (Proporcional-Integral) son las siguientes: $K_p = 2$ y $K_i = 50$ [41].

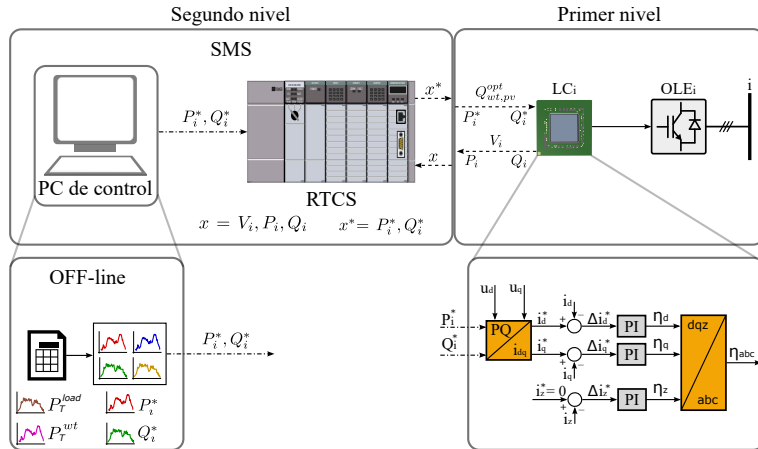


Figura 2.9: Esquema de control y comunicaciones de la red a escala

El SMS es responsable de dos tareas de manera secuencial, por un lado, se encarga de enviar las referencias de potencia activa y reactiva a cada OLE según los perfiles que se hayan determinado previamente. Por otro lado, recibe información sobre todas las medidas eléctricas de cada uno de los OLEs (tensiones trifásicas, corrientes trifásicas y tensión del bus CC). Después de procesar esta información, proporciona una monitorización en tiempo real del sistema con la ayuda de una Interfaz Gráfica de Usuario (GUI de sus siglas en inglés Graphic User Interfaz), donde se muestra el diagrama unifilar de la red con sus respectivas medidas. En concreto, para cada nudo del sistema, se proporcionan los datos reales y de consigna de la potencia activa y reactiva. Las señales de control entre los LCs y SMS, se han diseñado través del protocolo UDP / IP utilizando una red LAN Ethernet de 100 Mbs como capa física. Las consignas para los OLEs se envían desde el SMS al LC cada segundo. El estado de cada OLE se envía desde el LC al SMS cada milisegundo. Las tareas del SMS se dividen de la siguiente forma:

- **Tareas off-line:** se llevan a cabo en un PC de control externo y consisten en la configuración de los perfiles de referencia. Estos perfiles son las curvas de potencia activa y reactiva diaria de los OLEs (P_i^*, Q_i^*) que se definen como se muestra en la parte inferior de la figura 2.9. Dichos perfiles se generan a partir de un archivo de datos en el cual se encuentran los perfiles totales de la red para cada tipo de carga y/o generación a través de una herramienta GUI desarrollada en el PC de control [20]. En la figura 2.10 se muestra el proceso de generación de los perfiles usado en el GUI. En la figura de la izquierda se seleccionan los perfiles totales de carga y/o generación de la red completa a través de la elección de un archivo de datos, en la figura de la derecha se

selecciona el porcentaje de cada perfil total, por tipo, que repercute a los diferentes nudos. Finalmente, todos estos datos se compilan y se cargan en el sistema de control en tiempo real (RTCS de sus siglas en inglés Real Time Control Systems) para la operación en tiempo real del ensayo. El RTCS se ha implementado en una plataforma de control en tiempo real llamada SpeedGoat, mostrada en la figura 2.11.

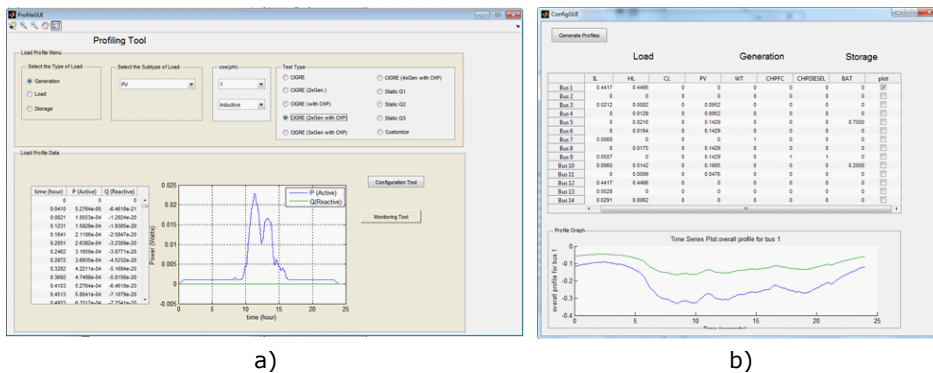


Figura 2.10: Herramienta para la creación de los perfiles en cada nudo. a) Ventana para los perfiles totales de la red; b) Ventana para el reparto en cada nudo

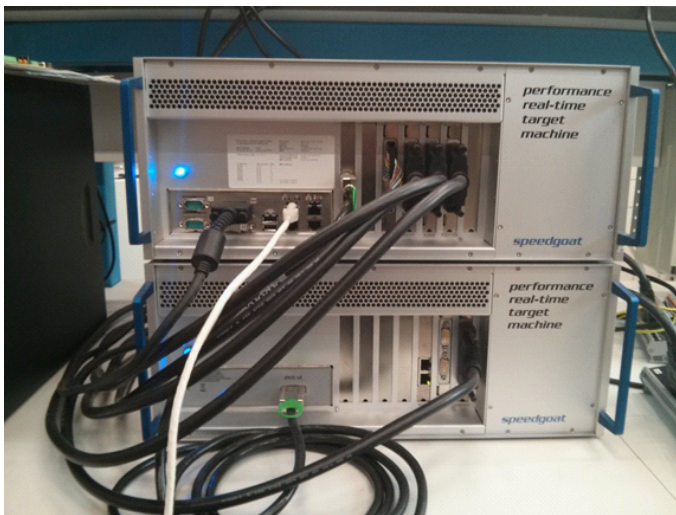


Figura 2.11: Fotografía de la plataforma de control en tiempo real utilizada para ejecutar el RTCS

- Tareas on-line: estas son ejecutadas por el RTCS que es responsable, a su vez, de dos tareas. Por un lado, el RTCS se encarga de enviar las consignas al LC de cada OLE de acuerdo con los perfiles previamente determinados en las tareas off-line. Por otro lado, el RTCS recibe mediciones de cada LC en cada OLE que está conectado a un nudo de la red a escala (V_i , P_i y Q_i).

Después de procesar esta información, proporciona medidas en tiempo real del sistema, las cuales se muestran en el PC de control.

En la figura 2.12 se puede ver una imagen real de la red a escala donde se diferencia el VSC de balance, los dos subsistemas compuestos por sus ramas, el RTCS y el PC de control y los diferentes armarios que contiene los OLEs.

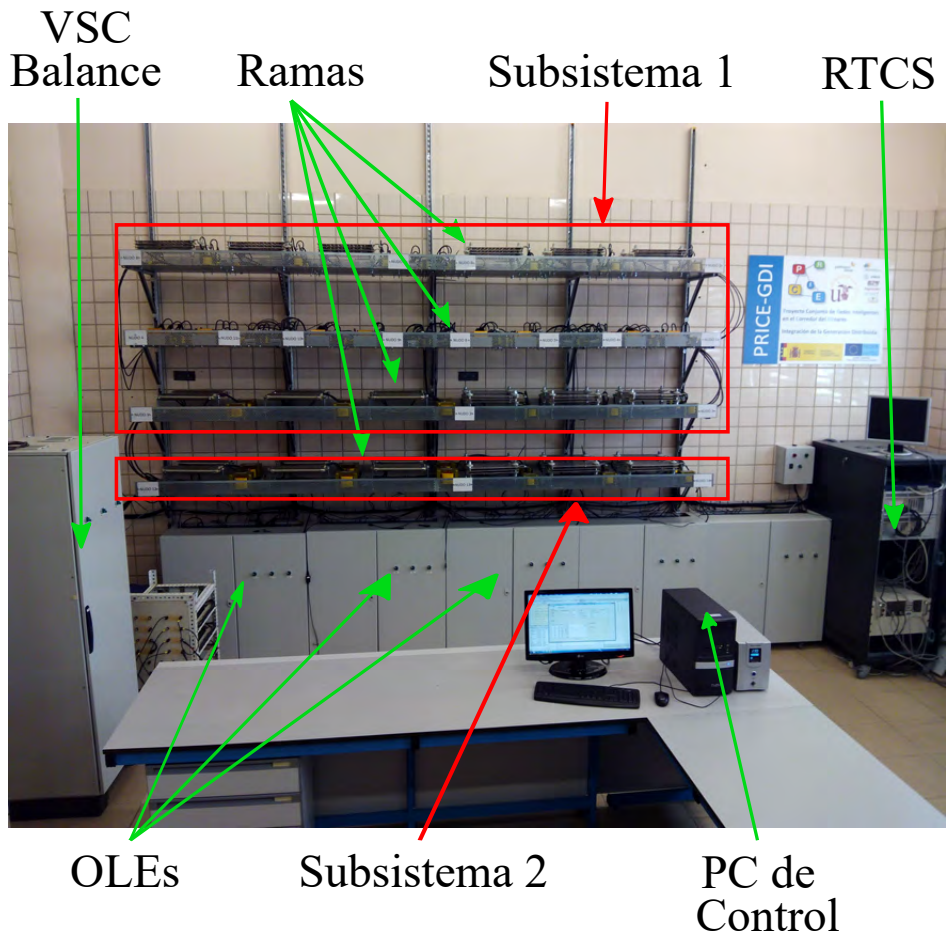


Figura 2.12: Fotografía de la red a escala montada en el laboratorio

2.3 Validación de la red a escala

Este apartado está dedicado a mostrar los resultados representativos del sistema de distribución a escala descrito en el apartado anterior. Estos resultados se dividen

en dos grupos: primero, seguimiento de las consignas proporcionadas a los OLE; segundo, comparativa de los resultados de tensión obtenidos en la red de distribución a escala y la red de distribución real, realizados estos últimos mediante un flujo de carga.

Para verificar que el LC del OLE tiene un correcto funcionamiento y comprobar que la red a escala es capaz de emular cualquier tipo de carga y/o generación se han realizado diferentes ensayos dinámicos en los cuales se aprecia este hecho. Como caso representativo, en la figura 2.13 se muestra el perfil de potencia activa, medida y de consigna, para los OLEs conectados en los nudos N6 y N7. Se han elegido estos nudos al ser representativos tanto de un perfil de consumo como uno de generación. En la figura superior se muestra un perfil de consumo donde puede comprobarse que el OLE conectado al nudo N6 sigue perfectamente la consigna marcada. En la figura inferior se muestra el seguimiento del OLE conectado en el nudo N7 que tiene un perfil de generación, en este caso de tipo eólico.

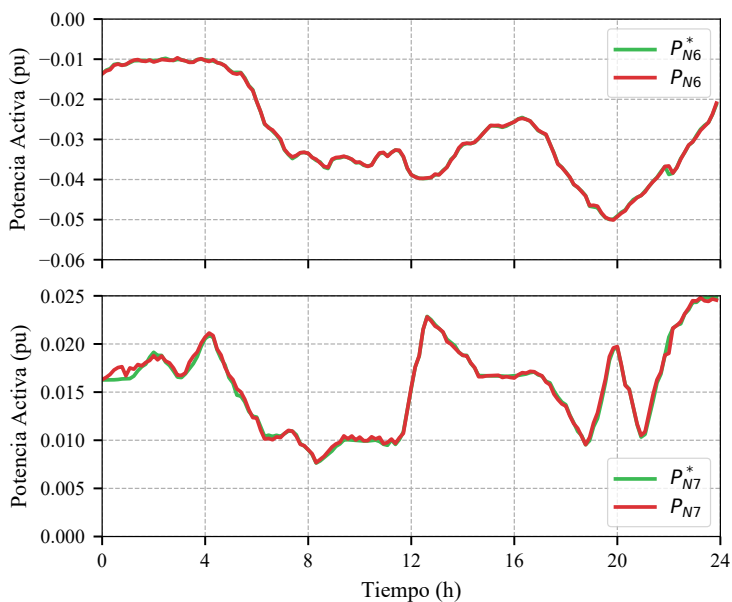


Figura 2.13: Perfiles de potencia activa de consigna y potencia activa medida en los OLEs conectados al nudo N6 y N7. Arriba: Perfil de consumo; Abajo: Perfil de generación

Por otro lado, para verificar que los datos obtenidos en la red a escala son extrapolables a una red de distribución MT real, se ha comparado entre los resultados obtenidos experimentalmente con los resultados obtenidos en un flujo de carga de la red original. Las pruebas se han realizado para varios escenarios de carga

y generación, donde las variables de control seleccionadas han sido la potencia activa consumida de cada carga y la potencia activa inyectada por cada generador. Estos ensayos se han clasificado en:

- Ensayos estáticos, en el que cada inyección o consumo de potencia se ha fijado en un único valor.
- Ensayos dinámicos, basados en unas curvas temporales que representan diferentes tipos de consumidores y tecnologías de generación distribuida.

Para poder cuantificar los resultados obtenidos se utiliza un KPI (de sus siglas en inglés Key Performance Index) ΔV^n , que representa la variación de la tensión de cada nudo respecto a la tensión del sistema en el CB, V_{CB} . Con intención de presentar un único valor de ΔV^n , se calcula el valor medio de la tensión de cada nudo durante todo el ensayo. Adicionalmente, también se calcula el ΔV de la red como la media del valor ΔV^n de todos los nudos. La ecuación 2.1 define el cálculo del índice ΔV^n y ΔV .

$$\Delta V^n = \sum_{n=3}^{11} \sum_{t=0}^{24} \frac{V_t^n - V_{CB}}{V_{CB}} \quad ; \quad \Delta V = \frac{\sum_{n=3}^{11} \Delta V^n}{n} \quad (2.1)$$

2.3.1 Ensayos estáticos

Los ensayos estáticos consisten en absorber potencia de forma estática, es decir, para conseguir este efecto se mantiene la consigna de potencia activa y reactiva fija durante un intervalo de tiempo t , para posteriormente poder calcular el valor del KPI. Para poder obtener un rango de funcionamiento amplio, llegando a ser cuasi-dinámico, se diseñaron los ensayos estáticos para consumir un cuarto de la potencia total de la red, para la mitad y para tres cuartos de la potencia total. Por otro lado, también se diseñaron los perfiles de consumo para que la potencia reactiva fuera inyectada o absorbida, modificando el factor de potencia de la carga consumida. Los resultados obtenidos se muestran las tablas 2.3 para un cuarto de carga, 2.4 para media carga y 2.5 para tres cuartos de carga. Los resultados mostrados en estas tablas permiten afirmar lo siguiente:

- Para igual factor de potencia y diferente carga, la variación de tensión con respecto al CB es mayor conforme aumenta la carga. Esto se debe a que el aumento de carga provoca un aumento en la potencia activa consumida y en la potencia reactiva inyectada/consumida, según el carácter del factor de potencia, produciendo variaciones de tensión mayores.

- La variación de tensión respecto a la tensión del CB es muy similar para todos los nudos de la red, independientemente del factor de potencia.
- Para igual carga, igual carácter de la potencia reactiva (capacitivo o inductivo) y diferente factor de potencia, el valor de ΔV^n disminuye conforme aumenta el valor de factor de potencia. En el caso capacitivo se debe a que cuanto menor sea el factor de potencia mayor es la potencia reactiva inyectada al sistema y por tanto el aumento de las tensiones. En el caso inductivo, la potencia reactiva consumida es mayor con factor de potencia bajos y por consiguiente la caída de tensión con respecto al CB.
- Para igual factor de potencia en valor absoluto, la variación de tensión en el caso capacitivo es similar al caso inductivo.
- La similitud de los datos obtenidos del flujo de carga con respecto a los obtenidos experimentalmente validan tanto el montaje de la red como el escalado realizado. Las pequeñas discrepancias que se pueden observar entre ambos resultados son debidas a los errores en los dispositivos de medición y a la ausencia de control en la tensión de cabecera de la red del laboratorio. Cabe destacar, que aunque se puedan dar ciertas discrepancias, los valores están dentro de los mismos rangos de magnitud y las tendencias son iguales.

Tabla 2.3: Comparativa de los resultados del ensayo estático para un cuarto de carga

$\Delta V \%$	N8	N9	N6	N7	N3	N5	N11	N10
Red original								
fdp 0.8 cap	1.58	1.59	1.54	1.60	1.45	1.51	1.62	1.61
fdp 0.9 cap	1.03	1.03	1.00	1.04	0.95	0.98	1.06	1.04
fdp 0.9 ind	-1.05	-1.06	-1.02	-1.07	-0.99	-1.01	-1.08	-1.08
fdp 0.8 ind	-1.64	-1.66	-1.60	-1.67	-1.53	-1.58	-1.68	-1.68
Red a escala								
fdp 0.8 cap	1.76	1.86	1.77	1.83	1.59	1.69	2.04	1.70
fdp 0.9 cap	0.93	1.13	0.96	1.07	0.89	0.89	1.24	1.06
fdp 0.9 ind	-1.17	-1.06	-1.17	-1.18	-1.07	-1.09	-1.06	-1.24
fdp 0.8 ind	-1.91	-1.80	-1.90	-1.89	-1.75	-2.07	-1.85	-1.98

Tabla 2.4: Comparativa de los resultados del ensayo estático para media carga

ΔV %	N8	N9	N6	N7	N3	N5	N11	N10
Red original								
fdp 0.8 cap	3,21	3,24	3,12	3,26	2,97	3,07	3,30	3,28
fdp 0.9 cap	2,11	2,12	2,04	2,14	1,95	2,01	2,16	2,15
fdp 0.9 ind	-2,22	-2,25	-2,18	-2,26	-2,06	-2,13	-2,29	-2,29
fdp 0.8 ind	-3,50	-3,55	-3,42	-3,57	-3,25	-3,36	-3,61	-3,59
Red a escala								
fdp 0.8 cap	3,97	3,99	3,92	4,02	3,64	3,72	4,24	3,96
fdp 0.9 cap	2,33	2,48	2,42	2,60	2,27	2,32	2,70	2,58
fdp 0.9 ind	-2,64	-2,54	-2,63	-2,71	-2,38	-2,55	-2,65	-2,71
fdp 0.8 ind	-4,23	-4,28	-4,21	-4,34	-3,89	-4,31	-4,32	-4,40

Tabla 2.5: Comparativa de los resultados del ensayo estático para tres cuartos de carga

ΔV %	N8	N9	N6	N7	N3	N5	N11	N10
Red original								
fdp 0.8 cap	4,92	4,97	4,80	5,02	4,56	4,69	5,08	5,05
fdp 0.9 cap	3,25	3,29	3,17	3,31	3,01	3,10	3,36	3,33
fdp 0.9 ind	-3,55	-3,60	-3,47	-3,63	-3,29	-3,40	-3,66	-3,65
fdp 0.8 ind	-5,67	-5,74	-5,54	-5,78	-5,25	-5,42	-5,85	-5,83
Red a escala								
fdp 0.8 cap	5,93	6,20	5,84	6,17	5,57	5,70	6,30	6,16
fdp 0.9 cap	3,75	4,11	3,81	4,17	3,69	3,67	4,01	3,97
fdp 0.9 ind	-4,35	-4,13	-4,47	-4,14	-3,91	-4,19	-4,37	-4,39
fdp 0.8 ind	-7,20	-7,10	-7,22	-7,29	-6,70	-7,22	-7,55	-7,48

2.3.2 Ensayos dinámicos

En este apartado se muestran y analizan los resultados experimentales obtenidos en los ensayos dinámicos. Los valores de carga y generación de cada nudo se han obtenido a partir de los datos originales proporcionados por la red de distribución propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02 para la integración de generación distribuida. En concreto se han realizado nueve ensayos correspondientes a la parte dinámica. En la tabla 2.6 los parámetros P_c , P_g y Q_g se refieren a la potencia activa de carga, potencia activa de generación y potencia reactiva de generación. El término CIGRE se refiere a que la potencia que se considera para cada caso, carga o generación, es la utilizada en la red original propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02.

Tabla 2.6: Clasificación de los ensayos dinámicos

<i>Ensayo</i>	<i>P_c</i>	<i>P_g</i>	<i>Q_g</i>
0xGen	CIGRE	Nula	Nula
1xGen	CIGRE	CIGRE	Nula
2xGen	CIGRE	Doble CIGRE	Nula
3xGen	CIGRE	Triple CIGRE	Nula
4xGen	CIGRE	Cuádruple CIGRE	Nula

El análisis de los ensayos dinámicos se cuantifica mediante el mismo KPI definido anteriormente. En la tabla 2.7 se muestran los valores del índice ΔV^n en tanto por ciento, para los ensayos dinámicos. El valor de este KPI disminuye conforme aumenta el grado de penetración de generación distribuida, gracias al aumento que se produce en las tensiones que las acerca a la tensión nominal del sistema. La similitud de los datos obtenidos del flujo de carga con respecto a los obtenidos experimentalmente valida tanto el montaje de la red como el escalado realizado. Las discrepancias que se pueden observar entre ambos resultados son debidas a los errores en los dispositivos de medición y a la ausencia de control en la tensión de cabecera de la red del laboratorio. Cabe destacar, que aunque se puedan dar ciertas discrepancias, los valores están dentro de los mismos rangos de magnitud y las tendencias son iguales.

Tabla 2.7: Comparativa de los resultados de los ensayos dinámicos

ΔV %	N8	N9	N6	N7	N3	N5	N11	N10
Red original								
1xGen	0,27	0,27	0,28	0,28	0,33	0,30	0,30	0,31
2xGen	0,54	0,54	0,55	0,55	0,65	0,58	0,59	0,60
3xGen	0,80	0,80	0,82	0,82	0,98	0,87	0,88	0,90
4xGen	1,06	1,07	1,08	1,08	1,29	1,15	1,17	1,19
1xGenQopt	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
2xGenQopt	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
3xGenQopt	0,39	0,38	0,39	0,38	0,39	0,39	0,38	0,39
4xGenQopt	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Red a escala								
1xGen	0,25	0,25	0,17	0,21	0,30	0,17	0,06	0,13
2xGen	0,12	0,05	0,10	0,28	0,05	0,11	0,30	0,18
3xGen	0,37	0,47	0,49	0,72	0,48	0,59	0,77	0,65
4xGen	0,88	0,90	1,05	1,24	0,98	1,08	1,23	1,15
1xGenQopt	1,71	1,75	1,73	1,76	1,76	1,65	1,66	1,72
2xGenQopt	1,83	1,83	1,95	1,81	1,88	1,90	1,85	1,96
3xGenQopt	1,75	1,76	1,78	1,74	1,79	1,71	1,67	1,67
4xGenQopt	1,88	1,89	1,81	1,89	1,93	1,87	1,88	1,86

3 Aplicaciones en redes de distribución de media tensión

Debido a los nuevos retos que se están planteando en las redes de distribución a causa de la reconfiguración de las redes a sistemas más inteligentes, el funcionamiento tradicional de los sistemas de distribución radial no se puede mantener. Esto sucede en gran medida por la alta penetración de fuentes renovables, ya que el diseño de estos sistemas se ha realizado para hacer frente a los flujos de energía desde las subestaciones primarias hasta los usuarios finales. Los problemas que surgen son de diferente índole, por ejemplo, coeficientes de simultaneidad más altos, flujos de potencia inversos, tensiones fuera de límites permitidos, disminución de la calidad de suministro, aumento de la potencia de cortocircuito, etc. Estos problemas pueden abordarse desde distintos enfoques, en general, todos ellos parte de un concepto tradicional y que no va en consonancia con la nueva era de automatización y comunicación que se está implantando en las redes de distribución.

Sin lugar a dudas los métodos tradicionales no son válidos si se apuesta por una penetración masiva de fuentes renovables. Afortunadamente, durante los últimos años han aparecido nuevas estrategias de control basadas en métodos activos. Estas estrategias suponen un cambio completo de enfoque ya que se considera a la energía renovable como un recurso valioso. De esta manera, una gestión adecuada podría proporcionar muchos beneficios técnicos, como la mejora de las curvas de generación, la reducción de las pérdidas y el aplazamiento de la inversión en refuerzos de la red de distribución.

En esta tesis se desarrollan aportaciones sobre la red de distribución MT con una alta penetración de RES. Estas aportaciones se detallan a lo largo del capítulo poniendo en evidencia los beneficios que los diferentes activos de control, con una gestión eficiente, proporcionan a la red de distribución MT. Gracias a estar aportaciones se crean alternativas nuevas a las soluciones tradicionales para solventar los problemas que están surgiendo en las redes de distribución. Los activos de control que posibilitan una mayor flexibilidad en la red MT, y que son objeto de estudio de esta tesis, son: 1) OLTC incorporados en los transformadores AT/MT, 2) control de las RES y 3) control del FL.

Las principales aportaciones, que se justifican más adelante, son: 1) Creación de un sistema centralizado para la gestión de diferentes activos de control y 2) gestión eficiente de la red de distribución MT, que facilita la posibilidad de integrar más recursos renovables.

Este capítulo se organiza de la siguiente forma. En el apartado 3.1 se describen las mejoras propuestas en la red de distribución MT con respecto a la descrita en el capítulo 2. En el apartado 3.2 se detallan y analizan los beneficios obtenidos en simulación, sobre la red de referencia CIGRE con las mejoras propuestas. Por último, en el apartado 3.3 se describen todos los resultados experimentales obtenidos en la red de distribución a escala para los diferentes casos propuestos.

3.1 Mejoras propuestas en las redes de distribución MT

En este apartado se va a detallar las mejoras, software y hardware, que se han realizado sobre la red de distribución a escala descrita en el capítulo anterior. La mejora hardware consiste en introducción de un FL conectado entre los nudos N8 y N14 para mallar los dos subsistemas. Hay que destacar que el bus CC de este FL es independiente del bus CC de la red de distribución a escala, esta modificación se puede ver en la figura 3.1. La topología utilizada en el FL es la B2B (de sus siglas en inglés Back To Back), la cual permite mallar los dos subsistemas a través de un enlace de CC. Los dispositivos utilizados son dos VSCs de las mismas características que los utilizados y descritos para los OLEs en el capítulo 2. Las mejoras software realizadas se centran en el SMS que gestiona el control centralizado de la plataforma, dejando los LC sin modificar. En la figura 3.2 se muestran los cambios realizados con respecto al esquema de control y comunicaciones del capítulo 2, figura 2.9. En la figura se puede observar como entran dos nuevos elementos de control en el primer nivel. El primer elemento es el OLTC, con el cual se puede modificar la toma del transformador de cabecera y el segundo elemento es el FL que se ha integrado. Por otro lado, si se observa

la nomenclatura de las consignas (X^*), se puede observar como aparecen nuevas variables, que en este caso son los flujos de potencia óptimos por el FL, P_{FL}^{opt} y Q_{vscj}^{opt} , la potencia reactiva inyectada por las RES, $Q_{wt,pv}^{opt}$, y la posición óptima de la toma del OLTC, t_{opt} . Todas estas consignas son calculadas mediante un OPF ejecutado en el PC de control. Hay que recordar que en el capítulo 2 no se ejecuta un OPF que proporcione consignas óptimas para el FL ni proporciona inyección de potencia reactiva en las RES.

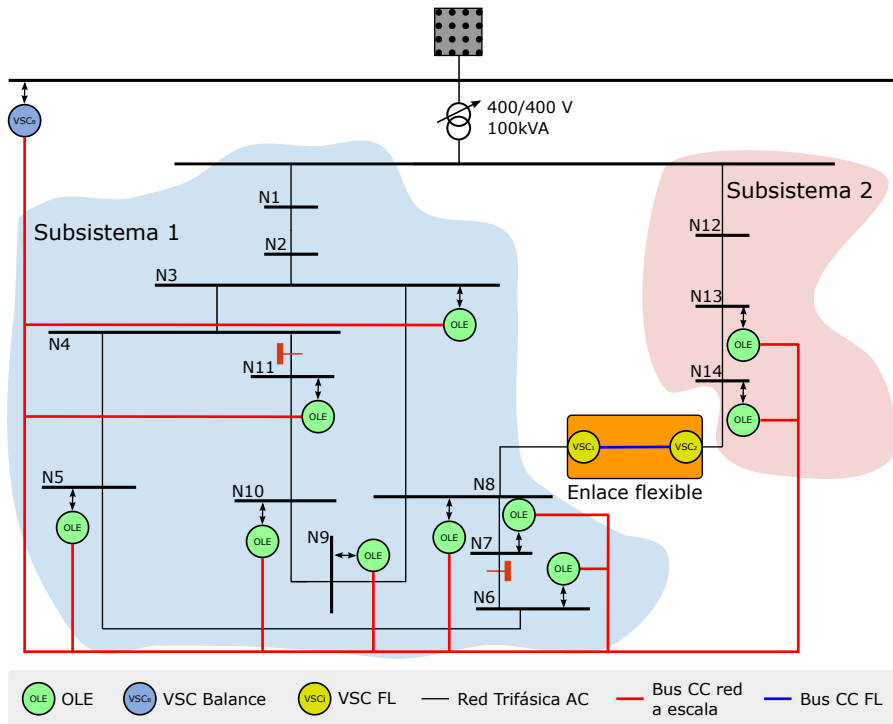


Figura 3.1: Esquema de conexión de los buses de CC en la red a escala mejorada

El OPF que se ejecuta para calcular las consignas óptimas en la red de distribución a escala tiene como objetivo principal minimizar las pérdidas en la red. Para alcanzar este objetivo el OPF gestiona los diferentes activos de control para encontrar la situación más ventajosa para la reducción de pérdidas.

donde i son los nudos iniciales y j los nudos finales. Con respecto a [19], en el OPF propuesto entran en funcionamiento más variables de control, como es la potencia reactiva de las RES y el OLTC. Las ecuaciones que definen estos nudos parámetros son:

$$Q_{RES,i}^{max} \leq Q_i \leq Q_{RES,i}^{max} \quad (3.7)$$

$$\begin{pmatrix} I_p \\ I_s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} Y & -t_k Y \\ -t_k Y & t_k^2 Y \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_p \\ U_s \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

donde p son las variables del primario del transformador, s son las variables del secundario, Y es la matriz de admitancias y t es la toma del transformador.

3.2 Simulaciones en la red de distribución MT de referencia

En este apartado se van a describir las simulaciones que se han diseñado para sacar a relucir los beneficios que aportan los activos de control propuestos para la red de distribución MT y así mejorar la implantación de las RES en la red de distribución [43]. Es importante remarcar que las simulaciones se han realizado sobre la red de referencia, teniendo presente todos sus perfiles de carga y generación, niveles de tensión, etc. Estas simulaciones ponen de manifiesto las diferentes ventajas que se generan con una gestión eficiente de los recursos de control mediante un OPF que proporcione las consignas óptimas a cada uno de ellos.

Para evaluar los beneficios que los diferentes dispositivos de control pueden aportar a la operación de la red de distribución, esta tesis analiza tres casos de simulación:

- Simulación 1 (S1): En este caso, sólo los OLTC de los transformadores AT/MT se consideran un elemento activo de control. Como resultado, las únicas variables de control en el algoritmo OPF son las relaciones de toma de cada transformador AT/MT, t_k . Este escenario es el que se considera como caso base, dado que, la actuación de los OLTC es una acción de control habitual.
- Simulación 2 (S2): Además de los OLTC, este caso incluye las inyecciones de potencia reactiva que pueden realizar las RES como un segundo elemento activo de control. Por lo tanto, q_{RESi} se incluye en el algoritmo OPF como una variable de control.

- Simulación 3 (S3): Finalmente, el tercer caso propone considerar, además de las variables anteriores, los flujos de potencia activa y reactiva entre alimentadores interconectados por medio de un FL. De esta manera, p_{FL} , q_{FL-N8} y q_{FL-N14} se incluyen como nuevas variables en el OPF.

Para las dos primeras estrategias de control consideradas, los subsistemas se operan en una configuración radial. Sin embargo, en la tercera, ambos subsistemas están mallados a través del FL para aumentar la eficiencia de la red de distribución. El FL propuesto utiliza la topología B2B, pero al tratarse de una simulación de la red original se aumenta la potencia hasta 3 MVA que define la potencia máxima que se puede transferir de un subsistema a otro. Esta topología permite controlar el flujo de potencia activa entre los subsistemas interconectados y las inyecciones de potencia reactiva en los nudos N8 y N14, evitando así posibles congestiones y violaciones de tensión en el sistema. Con el fin de demostrar los beneficios del FL, los perfiles de carga diarios conectados al subsistema 1 se multiplican por 2 con respecto a los perfiles de carga diarios originales. Vale la pena mencionar que, después de esta modificación, el subsistema 1 está más cargado que el subsistema 2, como puede verse en la figura 3.3.

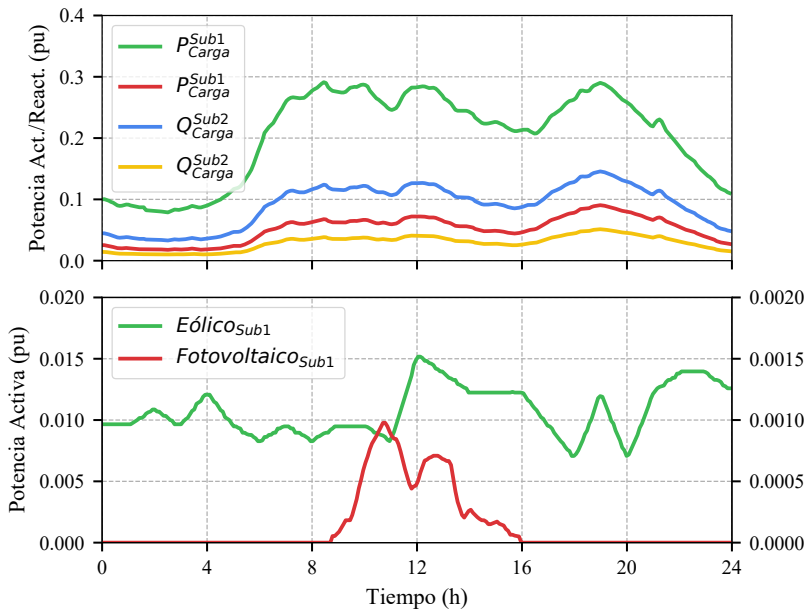


Figura 3.3: Perfiles de potencia activa y reactiva agregadas en la red de propuesta por la CIGRE Task Force C06.02.04. Arriba: Perfiles de carga en ambos subsistemas; Abajo: Perfiles de generación renovable

En esta figura se muestran, de forma agregada, los perfiles de carga de cada subsistema, figura superior, y los perfiles de generación por tipo de tecnología de

cada subsistema, figura inferior. Hay que destacar que la generación que se utiliza en la simulación sólo incluye la energía eólica y fotovoltaica, siendo esta última 10 veces superior a la original proporcionada por CIGRE.

Para poder ver el efecto de las 3 estrategias de control de una forma clara se van a exponer los resultados analizando diferentes parámetros de la red de distribución. En primer lugar se va a analizar la tensión del nudo N6, que es eléctricamente el más alejado del nudo de la subestación AT/MT, y la corriente del alimentador del subsistema 1. Como puede verse en la figura 3.4, la tensión del nudo N6 en la estrategia que implementa sólo el OLTC (S1) no es capaz de eliminar por completo las violaciones de tensión, pues existen subtensiones alrededor de las 19:00. Si analizamos la estrategia que actúa sobre las tomas del transformador y

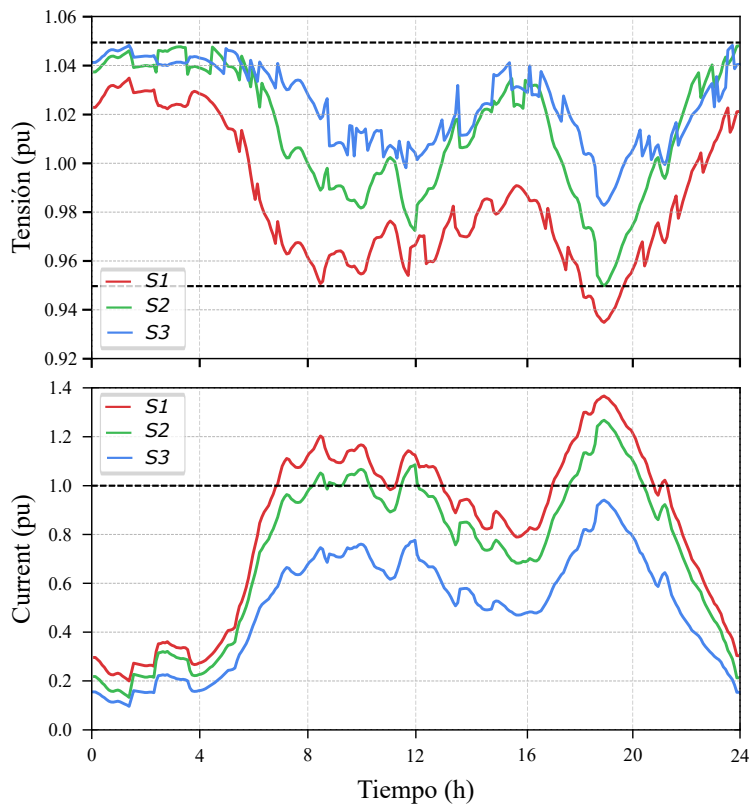


Figura 3.4: Perfil de tensión e intensidad obtenidos de simulaciones en la red de CIGRE. Arriba: Tensión en el nudo N6 para los casos S1,S2 y S3; Abajo: Corriente en el alimentador del subsistema 1

en la potencia reactiva inyectadas por las RES (S2), se puede ver cómo mejora con respecto al primer caso, pero sigue teniendo cierto problema sobre las 19:00 horas, dando lugar a valores de tensión muy cercanos al límite. Por último, si analizamos

el caso donde se utilizan las 3 variables de control (S3), se puede observar cómo se tiene un control idóneo de la tensión del nudo más alejado, alejándose del valor del límite técnico. En cuanto a la corriente del alimentador del subsistema 2, en S1 y S2, se produce un periodo en el que la intensidad máxima del cable es superada. Por el contrario, en S3 se cumplen todas las restricciones técnicas por corriente.

La siguiente magnitud a valorar es la toma de cada transformador. En la figura 3.5 se pueden ver los cambios de toma que se han producido en cada transformador dependiendo de la estrategia seleccionada. Como se puede ver en el transformador 1, para S1 se tiene un número bajo de cambios de toma. Esto se debe a que el

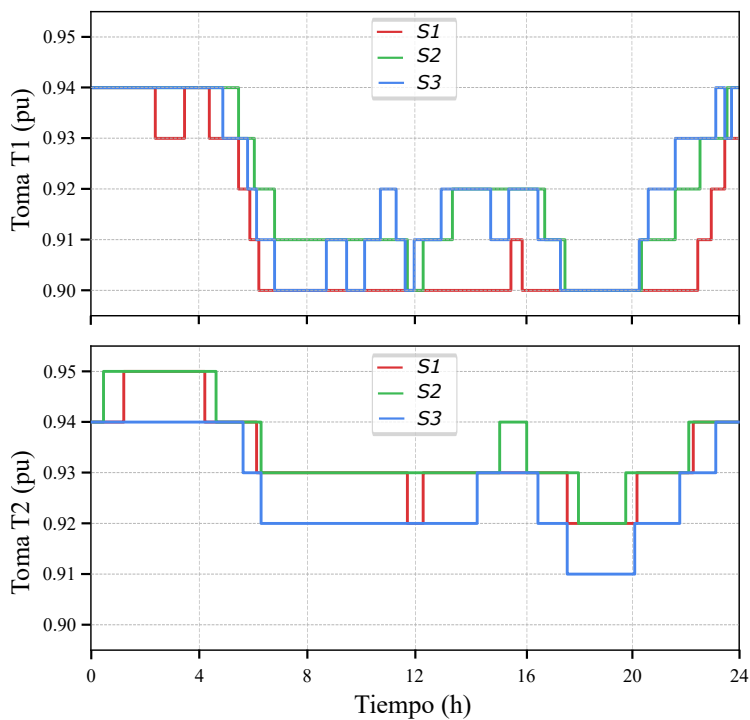


Figura 3.5: Cambios de toma realizados en los casos S1, S2 y S3. Arriba: Toma del transformador del subsistema 1; Abajo: Toma del transformador del subsistema 2

subsistema 1 está muy cargado, dando lugar a unas tensiones bajas en los nudos, obligando al OLTC a posicionarse en su toma más baja para intentar subir las tensiones. Según se vio en la figura 3.4 esto no es suficiente, ya que sigue habiendo subtensión en el nudo N6. Por otro lado, las estrategias restantes tienen un número mayor de cambios de toma, esto se debe a los beneficios que aporta la inyección de potencia reactiva por parte de las RES y la gestión óptima del FL, que provoca una subida en las tensiones nodales, y permite al OLTC no estar en su toma límite. En cuanto al transformador 2, al estar este subsistema más descargado, no necesita un número de cambios de toma tan acusado como el transformador 1. Lo que es

interesante destacar es que para el caso con el FL se producen un número mayor de cambios de toma. En total, para el caso S1 se realizan 19 cambios de toma, en el caso S2 20 y en el caso S3 30. Esto se debe a que se traspasa potencia del subsistema 2, que está más descargado, al subsistema 1 y por este motivo se ven afectadas las tensiones, dando lugar a una mayor flexibilidad en el OLTC y permitiendo subir la toma.

El siguiente parámetro es la potencia reactiva inyectada por las RES. En la figura 3.6 se puede ver que la potencia reactiva inyectada en S1 es cero, dado que esta variable no entra en el control. Por otro lado, en el resto de las estrategias de control se produce una inyección de potencia reactiva. Como se puede ver, esta inyección de potencia reactiva es bastante similar en ambas estrategias de control, dándose la única desviación en las primeras horas de la noche. Esto se debe al trasvase de potencia que se realiza desde el subsistema 2 al subsistema 1 por el FL y la reactiva que inyecta este mismo dispositivo, dando lugar a que el OPF calcule consignas de potencia reactiva menores en las RES.

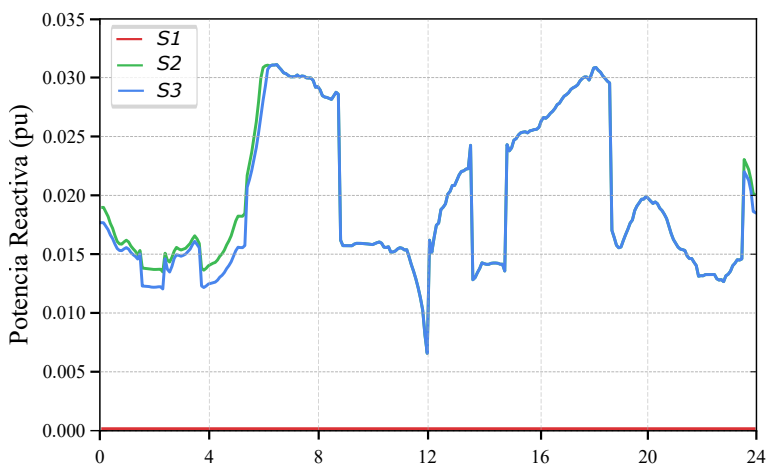


Figura 3.6: Perfil de potencia reactiva inyectada por las RES en los casos S1, S2 y S3

En lo referente al FL, en la figura 3.7 se muestran las potencias activas y reactivas que gestiona el FL. Atendiendo a la potencia activa que circula por el FL, se puede ver que siempre hay un trasvase desde el subsistema 2 al subsistema 1, ayudando a descargar el alimentador y transformador de este último subsistema. Esto se debe a que el subsistema 1 está muy cargado y la generación RES existente no es lo suficientemente alta para contrarrestar el efecto de dichas cargas. En cuanto a las potencias reactivas, se puede observar cómo ambos VSCs inyectan potencia en sus nudos para mejorar las tensiones.

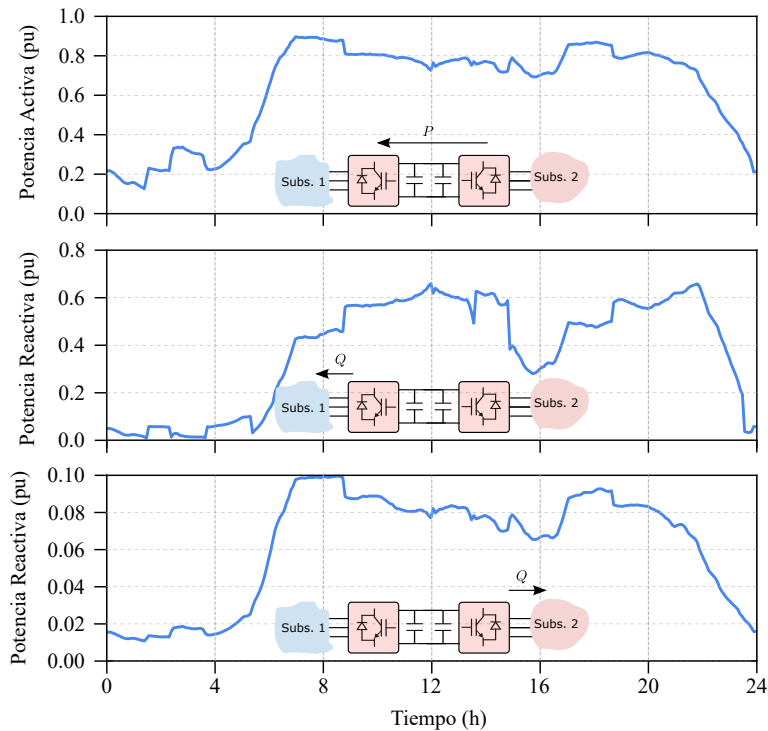


Figura 3.7: Perfil de potencia del FL (caso S3). Arriba: Potencia activa trasvasada entre los subsistemas; Centro: Potencia reactiva inyectada en el nudo N8; Abajo: Potencia reactiva inyectada en el nudo N14

Por último, en la figura 3.8 se muestran las pérdidas de la red aplicando las diferentes estrategias de control. Como se puede ver la mayor cantidad de pérdidas se produce en S1 y va mejorando a medida que se van integrando elementos de control adicionales. En la tabla 3.1 se puede ver el valor de la energía de pérdidas en un día completo de simulación y su reducción en las mismas dependiendo de la estrategia seleccionada. Como es evidente, la mejor solución es integrar los tres elementos de control sugeridos dando lugar a una reducción de un 46.50% de pérdidas.

Tabla 3.1: Energía de pérdidas totales en un día completo obtenidas en los casos S1, S2 y S3

Caso	E_{Loss} [kWh/día]	Reducción [%]
S1	12001	—
S2	9527	20.60
S3	6425	46.50

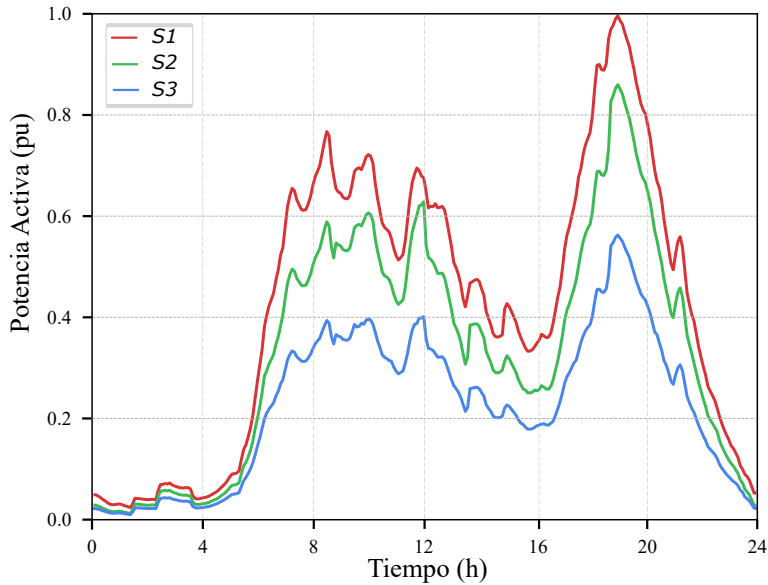


Figura 3.8: Perfil de pérdidas en los casos de simulación S1, S2 y S3

3.3 Ensayos experimentales en la red de distribución a escala

En este apartado se muestra el desarrollo experimental en la red de distribución a escala, en la cual se demuestra que los resultados obtenidos en la simulación son realmente factibles en una red de distribución real [21]. Para cuantificar de una forma más precisa los resultados obtenidos se van a utilizar unos KPI que ayudarán a poner de manifiesto las ventajas de las diferentes estrategias de control. Los casos a estudiar se componen de tres activos de control que se van a ir integrando en los diferentes casos de estudio para identificar los beneficios que suministran al sistema de forma secuencial de manera similar a las simulaciones anteriores. En la tabla 3.2 se puede ver cómo se integran estos activos de control en cada caso. El primer caso, C1, es el caso base donde no se incluyen activos de control en la red de distribución y el OLTC se establece en la posición central del cambiador de tomas. Los casos posteriores agregan los activos de control en el SMS de manera incremental. De esta manera, es posible cuantificar el impacto que cada activo de control tiene sobre el funcionamiento del sistema.

Tabla 3.2: Definición de los casos de estudio para los ensayos experimentales

Activos de control	Caso 1 (C1)	Caso 2 (C2)	Caso 3 (C3)	Caso 4 (C4)
OLTC		•	•	•
Potencia reactiva RES			•	•
FL				•

Los siguientes KPI se definen para analizar el rendimiento del SMS y sus activos de control relacionados:

- Pérdidas de energía diaria ($E_{loss}/\Delta E_{loss}$). Este KPI mide la pérdida de potencia activa diaria en kWh/día, E_{loss} , y el porcentaje de reducción con respecto al caso base C1, ΔE_{loss} .
- Violaciones de tensión (T_{vv}). Este KPI evalúa el porcentaje de tiempo durante el día en que las tensiones nodales están fuera de los límites técnicos [0.95-1.05] por unidad.
- Variación de las tensiones nodales (ΔV). Este índice proporciona una medida global de las variaciones diarias de tensión en los nudos de la red. Se calcula como el valor promedio de la diferencia entre las tensiones nodales máxima y mínima, medidas en por unidad,

$$\Delta V = \frac{\sum_{\mathcal{N}} (V_i^{max} - V_i^{min})}{N_i}, \quad (3.9)$$

donde N_i es el número totales de nudos.

- Operaciones OLTC (N_{OLTC}). Este KPI muestra el número de operaciones del OLTC que se producen durante el período de 24 horas.
- Inyección de potencia reactiva de las RES (Q_{RES}). Este índice proporciona una medida global de la contribución de las RES a la inyección de potencia reactiva. Se calcula dividiendo el valor promedio de la potencia reactiva inyectada por las RES durante el período de 24 horas por el número total de RES,

$$Q_{RES} = \frac{\sum_{i,t} Q_{RES_{i,t}}}{N_t \times N_{RES}}, \quad (3.10)$$

donde $Q_{RES_{i,t}}$ es la potencia reactiva inyectada por la RES_i en el periodo t , N_{RES} es el número de RES en la red y N_t es el número de periodos considerados durante las 24 horas.

- Carga del FL (SL_{FL}). Este índice evalúa la carga promedio diaria del FL y se calcula como:

$$SL_{FL} = \frac{\sum_{j,t} S_{VSC_{j,t}}}{N_t \times S_{FL}}, \quad (3.11)$$

donde S_{VSC_j} es la potencia aparente del VSC_j en el instante de tiempo t y S_{FL} es la potencia nominal del FL.

- Carga del transformador (T_L). Representa la carga media diaria del transformador como un porcentaje de su potencia nominal, que se puede calcular como:

$$T_L = \frac{\sum_t S_t^T}{N_t \times S_N}, \quad (3.12)$$

donde S_t^T es la potencia aparente a través del transformador y S_N es la potencia nominal del transformador.

La función objetivo propuesta para la operación de redes de distribución activa de alta penetración de RES se basa en una operación con pérdidas técnicas mínimas, como ya se comentó anteriormente. Con los KPI definidos previamente se consigue cuantificar las magnitudes clave de manera integral para evaluar los beneficios del control propuesto. La tabla 3.3 muestra todos los KPI para los diferentes casos propuestos. En la red a escala, con el objeto de reducir la duración de las pruebas, estas se escalaron de 24 horas a 48 minutos y se redujo la duración de las pruebas hasta un tiempo más razonable. Esto se consigue creando perfiles de 2880 datos, que se envían cada segundo a los diferentes OLE, lo que consigue recrear un escenario de 24 horas en tan sólo 48 minutos (los valores de consigna en un periodo de tiempo real se envían cada 30 segundos con este escalado de tiempo). Los perfiles utilizados se muestran en la figura 3.9 en por unidad. En este caso estos perfiles difieren drásticamente con respecto a los vistos en la figura 3.3 porque se ha aumentado la generación eólica cuatro veces y la generación fotovoltaica cuarenta veces. Se ha tomado esta decisión para crear una red MT con una gran penetración de RES, caso que no ocurría en el estudio en simulación. Cabe destacar que para este marco de funcionamiento se ha contemplado una pequeña generación fotovoltaica en el subsistema 2.

Tabla 3.3: Resultados obtenidos en los ensayos experimentales evaluados con los KPI

KPI	C1	C2	C3	C4
E_{loss} (kWh/día)	14009	13366	12041	11153
ΔE_{loss} (%)	—	4.58	16.33	25.59
Q_{RES} (pu)	—	—	0.117	0.095
T_{vv} (%)	38.69	0	0	0
N_{OLTC}	0	2	4	2
ΔV (pu)	0.087	0.061	0.058	0.042
T_L (%)	24.95	24.43	20.62	20.20
SL_{FL} (%)	—	—	—	49.40

Según la tabla 3.3, en C1 se presentó la mayor pérdida de energía diaria ya que ningún activo de control estaba operando para actuar sobre las tensiones y

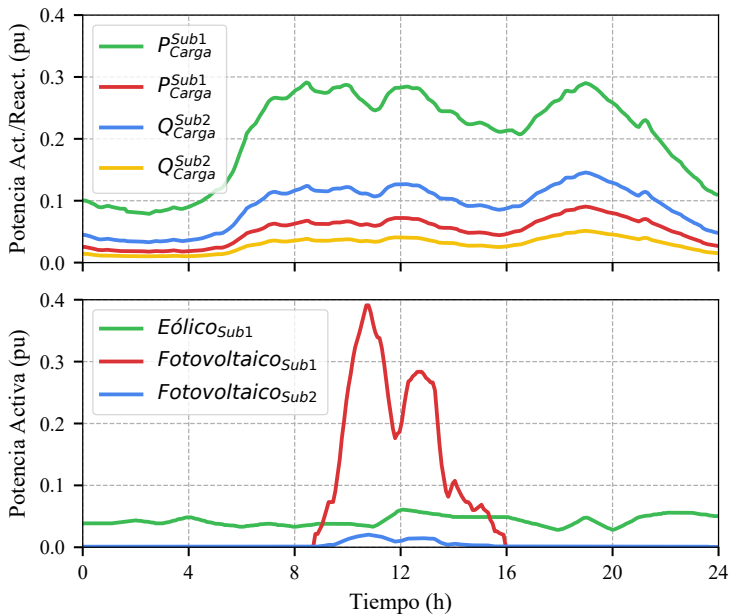


Figura 3.9: Perfiles de potencia para los ensayos experimentales. Arriba: Potencia activa y reactiva de las cargas en ambos subsistemas; Abajo: Potencia activa de la de generación renovable

flujos de potencia y, así, poder reducir las pérdidas del sistema. La introducción del OLTC en el C2 redujo las pérdidas de energía en casi un 5%. La consigna del OLTC se calculó en el OPF cuya función objetivo era reducir las pérdidas totales de potencia en la red. Por lo tanto, la toma se estableció en la posición de -5% para aumentar las tensiones nodales y lograr el objetivo deseado. En el caso C3, la capacidad de potencia reactiva RES también se incluyó en el control. Esto provocó que las pérdidas diarias de energía se redujeran en más del 15% con respecto a C1. Esto se debe a que las RES pudieron proporcionar potencia reactiva al sistema y subir las tensiones. La figura 3.10 muestra la potencia reactiva RES inyectada en los nodos N3 y N8 con respecto a sus niveles de potencia nominal para los casos C3 y C4. Esto se representa mediante gráficos de violín que permiten visualizar la distribución de cualquier magnitud, así como su rango de variación (eje y) y frecuencia de aparición (eje x). Estos gráficos permiten mostrar estas características de las variables mostradas de una forma simple. La mayor parte del tiempo, que corresponde a la parte más amplia de la trama del violín, las RES inyectan una potencia reactiva correspondiente al 20% de su nivel de potencia nominal. Esta inyección de potencia reactiva se utiliza para proporcionar parte de la potencia reactiva demandada por las cargas, evitando así la necesidad de suministrarla desde la subestación primaria. En la figura 3.11 se puede ver cómo la potencia reactiva suministrada por la subestación de cabecera va disminuyendo a medida que se van implementando más activos de control. De esta forma, la

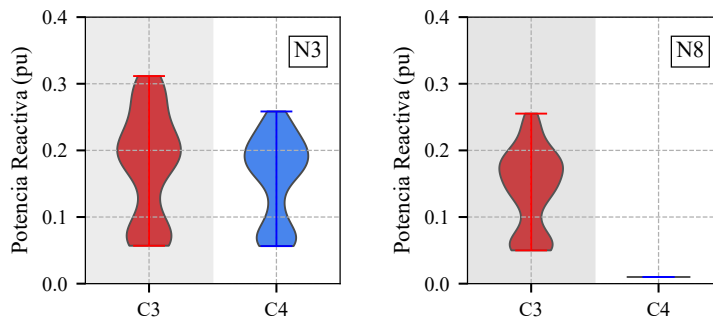


Figura 3.10: Potencia reactiva inyectada en los casos C3 y C4 en los nudos N3 y N8

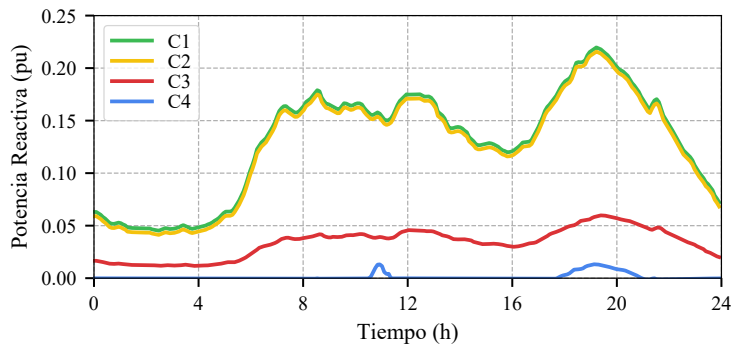


Figura 3.11: Perfil de potencia reactiva suministrada por la subestación de cabecera en los diferentes casos de estudio

potencia reactiva suministrada desde la subestación primaria en C3 fue inferior a 0.05 por unidad durante el período de 24 horas, lo que ayudó a reducir las pérdidas de energía en las líneas. La integración del FL en C4 redujo aún más las pérdidas de energía, hasta en un 25%, con respecto a C1, como se muestra en la tabla 3.3. Este dispositivo inyectó potencia reactiva en los nudos interconectados N8 y N14 por medio de VSC_1 y VSC_2 respectivamente durante el periodo de 24 horas, como se muestra en la figura 3.12. Esta potencia, sumada a la potencia reactiva RES, hizo que se suministrara una potencia reactiva casi nula desde la subestación primaria, como se muestra en la figura 3.11. De esta manera, las pérdidas de energía se redujeron con respecto a C3. Se observa un efecto adicional sobre las inyecciones de potencia reactiva RES. En C4, las RES no tuvieron que inyectar tanta potencia reactiva como en C3, como se puede observar en la figura 3.10, incluso llegando a ser cero en algunos nudos como N8. Hay que destacar que esto se produce debido a que se le da prioridad a la potencia reactiva inyectada por el FL. Este efecto se cuantificó de manera global con Q_{RES} recopilados en la tabla 3.3, donde se pueden apreciar valores más bajos para este KPI en C4 con respecto a los de C3. La tabla 3.4 resume las inyecciones de potencia reactiva de las unidades RES en C3 y

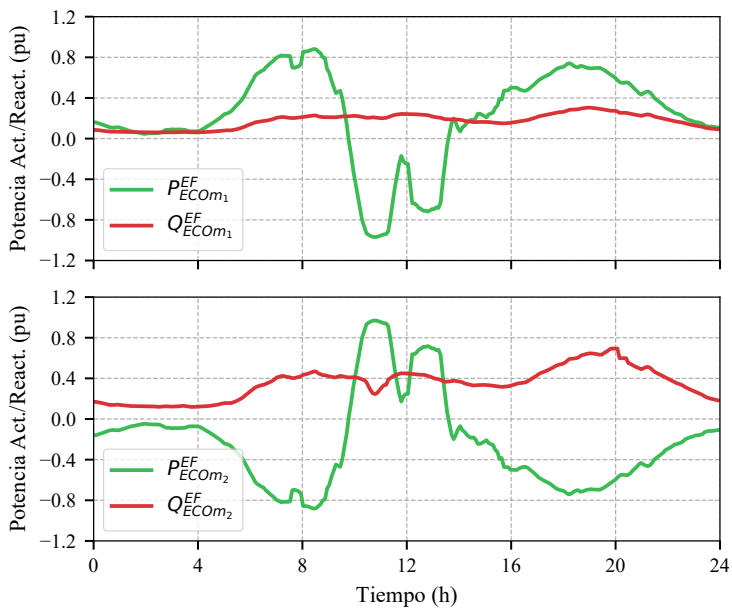


Figura 3.12: Perfiles de potencia activa y reactiva suministrados por el FL. Figura superior: Perfiles del OLE_1 ; Figura inferior: Perfiles del OLE_2

C4. Estos valores se refieren a la potencia nominal de cada dispositivo. La RES conectada a N5 inyectó la cantidad máxima de potencia reactiva, alcanzando el 31,45% de su potencia nominal. Con la tecnología actual, estos valores de potencia reactiva son fácilmente conseguibles debido al efecto combinado de dos acciones: (i) la reactancia de acoplamiento VSC se está reduciendo al usar filtros LCL [44], y (ii) la tensión de CC de los VSC aumenta continuamente. Estos dos hechos amplían el rango de potencia reactiva del VSC.

Tabla 3.4: Máxima potencia reactiva inyectada por las RES en los casos C3 y C4

Nudo con RES	$Q_{\max}^{C3} (pu)$	$Q_{\max}^{C4} (pu)$
N3	0.3116	0.2584
N5	0.3145	0.3144
N6	0.2372	0.2372
N7	0.0309	0.0309
N8	0.2552	0.0100
N9	0.1147	0.1147
N10	0.1588	0.1588

El FL también controla la potencia activa transferida del subsistema 1 al subsistema 2, como se muestra en la figura 3.12. Fuera del período de alta inyección de energía activa RES (0–10 horas y 13–0 horas), el FL absorbe potencia activa del N14 y la inyecta en N8. Esto significa que parte de la carga del subsistema 1 está alimentada por el subsistema 2, que está menos cargado, lo que ayuda a reducir las pérdidas totales de energía del sistema. Por el contrario, dentro de las horas de alta inyección de potencia activa de RES, el flujo de potencia activa se invierte en el FL: el VSC_1 absorbe potencia activa del subsistema 1 y se inyecta por el VSC_2 en el subsistema 2. De esta manera, parte de la potencia generada por las RES en el subsistema 1 se transfiere para alimentar las cargas en el subsistema 2. Por lo tanto, esta subestación primaria no suministra esta potencia activa, lo que redujo la corriente en este subsistema y las pérdidas de energía. Este fenómeno se ha conseguido gracias al aumento de potencia en las RES, que se comentó anteriormente, y que se puede ver en la figura 3.9. Finalmente, se pone de manifiesto que la carga del FL, SL_{FL} , durante el día fue de 49.4%. Esto significa que el FL se usó a media carga y, por lo tanto, todavía hay un amplio margen para aprovechar la flexibilidad de operación que aporta al sistema. Por ejemplo, la penetración de RES en el subsistema 1 podría aumentar y aún poder ser gestionada por FL actual.

La figura 3.13 muestra las tensiones nodales en los nudos N3, N6, N8 y N14 para los diferentes casos de prueba. Estos nudos fueron seleccionados para representar el comportamiento de los nudos cercanos (N3) y lejanos (N6) a la subestación primaria. Los nodos N8 y N14 también se incluyeron por ser los puntos de conexión del FL. El análisis de la figura 3.13 indica las situaciones de subtensión (tensiones por debajo de 0,95 por unidad) ocurrieron exclusivamente en el caso base, C1, debido a la falta de activos de control operando en la red. Esta situación llevó a un valor de T_{vv} muy alto en C1, como se muestra en la tabla 3.3. Estas violaciones de tensión fueron más severas en los nodos N6 y N8 correspondientes al subsistema 1 debido a dos razones. Primero, el subsistema 1 estaba más cargado que el subsistema 2, como se ha visto anteriormente. Esto causó mayores flujos de corriente y, en consecuencia, mayores caídas de tensión a lo largo de las líneas. Este efecto fue especialmente significativo alrededor de las 8 horas y las 20 horas cuando la generación de RES fue casi nula y la demanda fue máxima.

La introducción del OLTC en C2 introdujo las tensiones dentro de la banda admisible de ± 0.05 por unidad sobre la tensión nominal y, en consecuencia, se eliminaron las violaciones de tensión, como ilustra T_{vv} . En C2, la toma se estableció en la posición de -5% durante la mayor parte del día, tal y como puede comprobarse en la figura 3.14. Sin embargo, de acuerdo con la información proporcionada en la tabla 3.3, se requirieron dos operaciones de OLTC N_{OLTC} (de -5% a 0% de posición) durante el período de 24 horas para mantener las tensiones dentro de los límites. Estos cambios ocurrieron cuando la generación de RES era máxima, como se muestra en la figura 3.9. El rango de variación de las tensiones nodales ΔV se

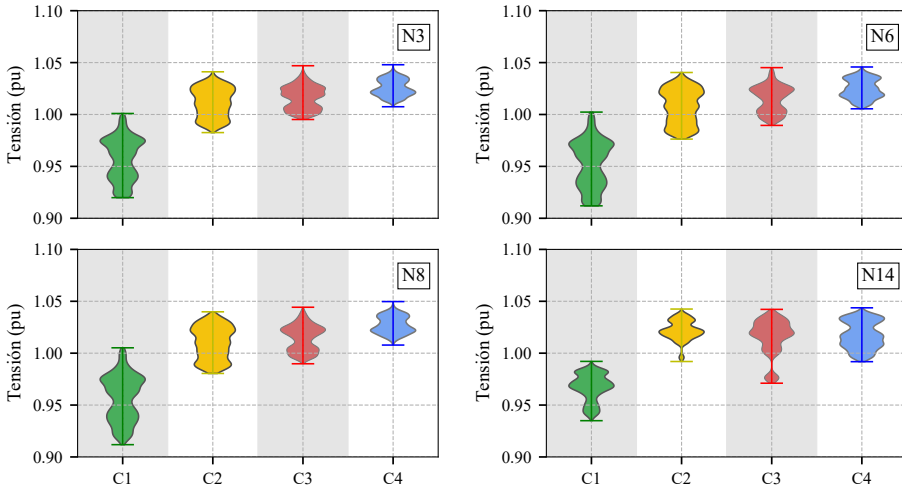


Figura 3.13: Tensiones nodales para los casos de estudio en los nudos N3, N6, N8 y N14

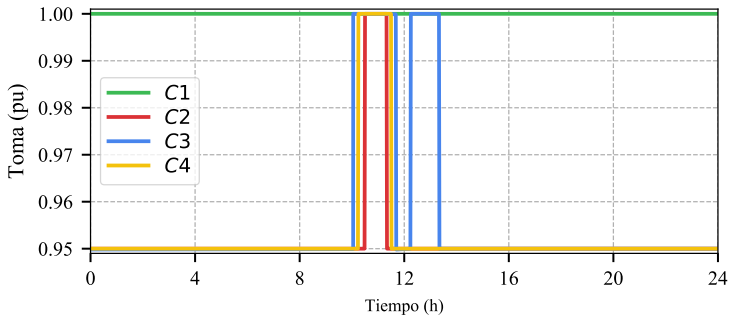


Figura 3.14: Posición de la toma del transformador para cada caso de estudio

redujo significativamente con respecto a $C1$, como se muestra en la tabla 3.3. Este efecto también se puede observar en la figura 3.13 donde los gráficos de violín se acortan, concentrando las tensiones nodales dentro de una banda más estrecha. Esta tendencia se mantuvo en $C3$ debido a la contribución de RES a la regulación de tensión con inyecciones de potencia reactiva. Además, se puede observar que la tensión promedio de los nudos N3, N6 y N8 del subsistema 1 aumentó debido al efecto local de las inyecciones de potencia reactiva. Como consecuencia, se requirieron cambios OLTC adicionales (posición de -5% a 0%) para mantener las tensiones dentro de los límites técnicos. Este tiempo más prolongado de la toma dentro de la posición del 0% causó tensiones más bajas dentro del subsistema 2, como se puede observar para el nodo N14 en la figura 3.13. El caso $C4$ incorpora la operación del FL entre los nudos N8 y N14, lo que permite la inyección de potencia reactiva adicional en estos nudos y la transferencia de potencia activa entre ambos subsistemas. Esto llevó a un rango mínimo de variación en las tensiones nodales

ΔV y los valores máximos de estos en todos los casos de prueba. De hecho, en C4, las tensiones oscilaron en un rango entre 1 y 1.05 por unidad durante el período de 24 h.

Por último, la figura 3.15 muestra la evolución diaria de la corriente que circula a través del transformador primario de la subestación para los casos propuestos. Esta corriente se reduce a medida que aumenta el número de activos de control. El análisis de C4 indica que durante algunos períodos la corriente era casi cero. Esto significa que la generación de RES con una gestión adecuada es suficiente para operar el sistema sin la necesidad de energía adicional de la subestación primaria. Finalmente, vale la pena señalar que el estado de carga del transformador T_L también se redujo progresivamente en los casos de prueba siguientes, como se muestra en la tabla 3.3. Como consecuencia, los beneficios para el sistema de distribución son claros a este respecto: reducción de las pérdidas, incremento de la vida útil y aumento de la capacidad de carga del sistema, que permite posponer nuevas inversiones en activos para la red de distribución.

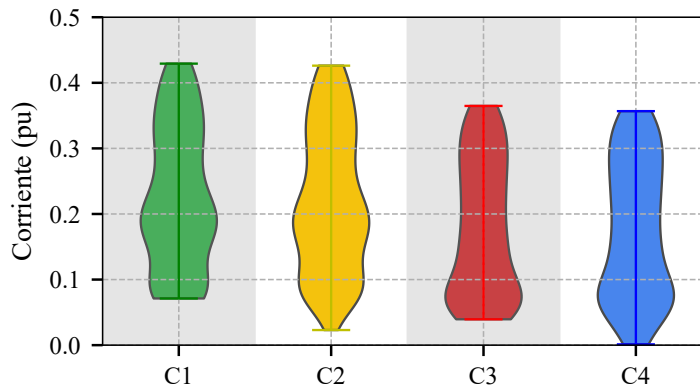


Figura 3.15: Corriente en la subestación de cabecera para los diferentes casos de estudio

4 Aplicaciones en redes de distribución de baja tensión

La movilidad sostenible en nuestra sociedad está supeditada al EV dado que dicha sociedad está profundamente preocupada por los problemas ambientales y de salud derivados de la utilización de combustibles fósiles en el sector del transporte por carretera. Este hecho se reafirma teniendo presente las diferentes normativas locales e internacionales en la búsqueda reducir los gases de efecto invernadero y las partículas en suspensión para mejorar la calidad del aire, sobre todo en áreas urbanas [3]. El parque móvil de EV superó los tres millones previstos para 2017 y se espera un aumento de hasta 228 millones de vehículos en 2030, según [5]. Sin lugar a dudas tal despliegue modificará la operación y la planificación de todas las actividades dentro del sistema de energía. Desde un punto de vista agregado, Los EVs afectarán la curva de consumo y la carga máxima en función de la estrategia de carga implementada [12], con un claro impacto en el coste operativo del sistema [13]. Sin lugar a dudas este aumento del parque móvil de EV está sujeto al incremento de EVCS de carga rápida que se conectarán a las redes de distribución BT y MT. De hecho, las EVCS modifican completamente los flujos de energía, los perfiles de tensión y las pérdidas del sistema de distribución [14], [15] que conducen a la congestión de la red, es decir, corrientes por encima de los límites de ampacidad de las líneas y tensiones por debajo de los márgenes regulatorios. Por este motivo, se han propuesto varias estrategias en la literatura especializada para reducir el impacto de la carga de VE. Básicamente, estas estrategias se pueden clasificar según el enfoque utilizado para administrar esta carga adicional:

- Refuerzo de la red convencional. Este refuerzo consiste en realizar inversiones en activos convencionales de la red, es decir, líneas y transformadores MT/BT para soportar la carga adicional que provocan las EVCS. Hay que destacar que las EVCS en este caso se comportan como una carga convencional no controlable que se agrega al consumo tradicional. Un refuerzo de red óptimo se describe en [45] que se aplica a las redes europeas clásicas. En [46] se propone una metodología que considera las características particulares de las redes de distribución estadounidenses y la pérdida de vida útil de los transformadores MT/BT debido a la sobrecarga. Sin embargo, el refuerzo de la red es difícil de aplicar en áreas densamente pobladas donde se usan redes subterráneas [18].
- Ubicación óptima de EVCS. La premisa de esta estrategia consiste encontrar puntos de instalación para las EVCS que tengan un impacto reducido sobre la red de distribución. Los enfoques dentro de este grupo varían desde métodos simples, con el objetivo de minimizar el coste de energía [47] o el coste anual total [46], hasta estrategias de planificación de expansión de redes complejas considerando no sólo las EVCS [48], [49] sino también los sistemas de almacenamiento y generación renovable [50].
- Algoritmos específicos de carga. Esta estrategia reparte la carga del EV a lo largo del día para aplanar la curva de carga diaria, evitando congestiones en la red y cumpliendo con los requisitos de los usuarios individuales. Los algoritmos de control utilizados para hacerlo pueden clasificarse de acuerdo con la arquitectura de control implementada y el objetivo perseguido. Con respecto a la arquitectura de control, los algoritmos centralizados calculan el funcionamiento óptimo de la red de distribución que requiere una infraestructura de comunicación compleja para recopilar mediciones y enviar puntos de referencia adecuados a los activos de control distribuidos a lo largo de la red [51–63]. Sin embargo, y a pesar de los beneficios de obtener un óptimo global, debe considerarse la dependencia de una infraestructura de comunicación que puede fallar [64] y la complejidad computacional en caso de una gran penetración de EV [65]. Por el contrario, los algoritmos descentralizados distribuyen la toma de decisiones a controladores independientes con capacidad de comunicación [66–68] o incluso a enfoques más simples que sólo consideran medidas locales [69–71]. Con respecto al objetivo perseguido, el control de las tensiones nodales dentro de los límites reglamentarios [69, 71] y la minimización de las pérdidas de red [52, 61, 63] se han implementado como funciones de objetivo técnico en los algoritmos de control. Pero también objetivos basados en criterios económicos que maximizan el beneficio de las distribuidoras [47, 48, 51, 59, 60, 62], agregadores de EV [57, 58, 66, 67], usuarios finales [55, 70] o una combinación de estos

han sido explorados [54, 68].

- Costes repercutidos a la carga horaria. Esta estrategia consiste en reducir los problemas de congestión ocasionados en la red de distribución utilizando las tarifas TOU (de sus siglas en inglés Time Of Use) para controlar el cobro del consumo del EV según una consigna económica [58, 66, 72–74].
- Reducción de la demanda. Este enfoque intenta minimizar la demanda de energía activa de EVCS para mitigar su impacto en la red de distribución mediante sistemas de almacenamiento [75–77], generación renovable [78–83] o una combinación de ambos [84].

Este capítulo describe diferentes contribuciones en la integración de EVCS en las que se realiza una modificación topológica que permite repartir el consumo de la recarga del EV entre los cables y/o transformadores situados aguas arriba. Adicionalmente se propone un algoritmo de control que considera la falta de medidas disponibles en la red BT y propone una alternativa al OPF que mejora el funcionamiento de la red.

La estructura de este capítulo se desarrolla de la siguiente manera, en el apartado 4.1 se explica la diferencia entre las EVCS convencionales y la mejora propuesta en este trabajo. En el siguiente apartado se desarrolla el cálculo matemático desarrollado para el algoritmo de control propuesto debido a no poder implementar un OPF. En el apartado 4.3 se muestran todos los resultados obtenidos de los trabajos publicados sobre esta línea de investigación, los cuales son tanto de simulación como experimentales.

4.1 EVCS convencional y propuesta de mejora

En este capítulo se propone una EVCS compuesta por varios cargadores rápidos de CC de EV basados en un FL multiterminal de CC implementado con VSCs, descritos en [22], con el objetivo de mejorar su integración en la red BT.

Las EVCS convencionales están constituidas por cargadores rápidos estándar que, debido a la gran demanda de energía requerida para reducir el tiempo de carga, pueden llevar a la red de distribución BT a congestión en sus ramas o problemas de tensiones. Los cargadores rápidos de CC desempeñan un papel importante en el despliegue del EV con tasas de crecimiento interanuales actuales del 300%, aproximadamente diez veces más altas que las de los cargadores lentos públicos según [5]. Esto se debe a que reducen el rango de ansiedad del conductor, ya que

existe una clara correlación entre el número de cargadores rápidos de CC y el despliegue del EV [16], [17].

Los cargadores rápidos de CC convencionales se componen de un VSC y un convertidor de CC/CC como se muestra en la figura 4.1 a). El VSC está a cargo de la conversión de CA/CC, mientras que el convertidor de CC/CC se usa para controlar la corriente de carga del EV. En una EVCS convencional, la demanda de potencia activa de estos cargadores rápidos de CC individuales están asociadas a las líneas y/o transformadores MT/BT existentes aguas arriba independientemente de sus condiciones de carga. La propuesta de mejora consiste en una ligera modificación en la topología de una EVCS convencional con varios cargadores rápidos de CC creando un bus común de CC entre los distintos cargadores como se muestra en la figura 4.1 b).

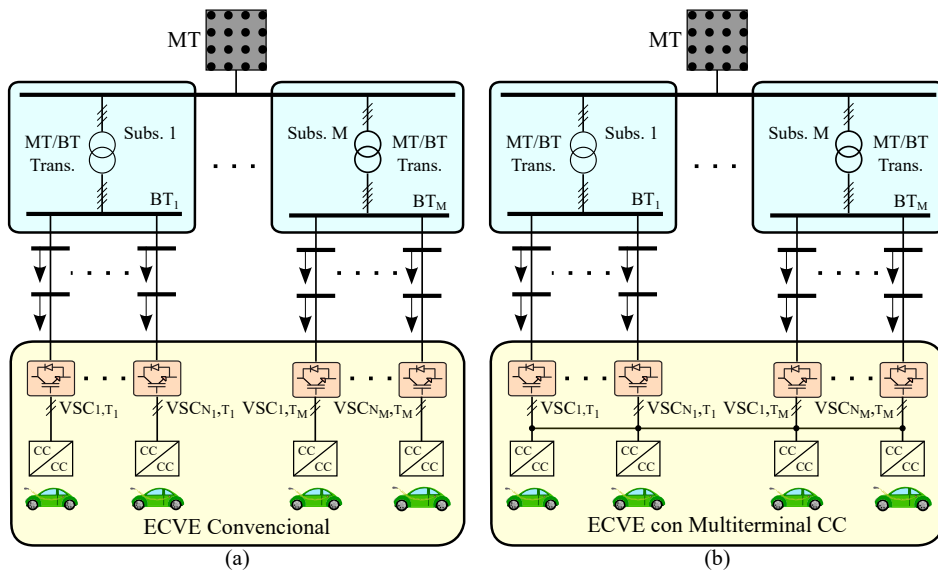


Figura 4.1: Esquema unifilar del Sistema de distribución en BT con EVCS: a) EVCS convencional; b) EVCS multiterminal propuesta

Con la EVCS propuesta se crea un FL multiterminal con una carga en su bus CC correspondiente al EV que amplía el rango de operación, tanto de la EVCS como de la red de distribución BT, sin tener que realizar una inversión cuantiosa en nuevos dispositivos [23]. Por un lado, y con respecto al flujo de potencia activa, la potencia demandada por el cargador del EV controlada por el convertidor de CC/CC, puede compartirse entre los activos aguas arriba dependiendo de sus condiciones de carga utilizando consignas de control adecuadas al VSC. Esto permite maximizar su uso y aplazar nuevas inversiones en cables y transformadores MT/BT. Además, esta

propuesta abre una nueva vía para estudiar cual es la mejor alternativa para gestionar este nuevo recurso. En este caso se va a proponer la ecualización de transformadores MT/BT o alimentadores, para que funcione con una carga prácticamente igual, lo cual, conduce a una operación de red con pérdidas de potencia reducidas. No es posible asegurar que la reducción de pérdidas es la mínima debido a que no hay medidas suficientes para ejecutar un OPF. Por otro lado, es posible contribuir al control de tensión del sistema por medio de inyecciones de potencia reactiva independientes proporcionadas por cada VSC de manera similar a [85].

Esta solución propuesta no sólo proporciona una integración adecuada de EVCS a la red, sino que también constituye una tecnología económicamente viable en comparación con los métodos analizados previamente destinados a reducir la demanda de carga de VE. De hecho, los dispositivos electrónicos de potencia de los EVCS propuestos y los convencionales son exactamente los mismos. No se utilizan sistemas de almacenamiento costosos ni instalaciones de generación renovable, difíciles de integrar en áreas urbanas densamente pobladas. Además, el EVCS se puede utilizar para igualar la carga de los activos aguas arriba incluso en el caso de que no se carguen VEs, lo que representa una nueva oportunidad de ingresos económicos a tener en cuenta por los propietarios de EVCS en su modelo de negocio. Hay que mencionar que la figura 4.1 se ha realizado de la forma más genérica posible, suponiendo que se tiene alimentación desde diferentes CTs con diferentes alimentadores. No es necesario tener una instalación tan amplia, sólo es necesario tener, al menos, dos alimentadores distintos, ya sean desde el mismo CT con un sólo transformador o desde varios. Dependiendo del número de componentes y de su conexión se conseguirá el equilibrado de diferentes elementos situados aguas arriba, ya sean alimentadores, transformadores o CTs.

Para poder realizar un control adecuado de la EVCS propuesta es necesario la creación de un sistema que gestione y controle sus diferentes dispositivos. Este dispositivo se denomina Sistema de Gestión de Estaciones de Carga de Vehículo Eléctrico (EVCS-MS de sus siglas en inglés Electrical Vehicle Charging Station - Management System) cuya arquitectura y algoritmo de control se desarrollan en los siguientes apartados.

4.1.1 Sistema de Gestión de EVCS

Este subapartado está dedicado a describir el EVCS-MS, que se encarga de calcular las consignas adecuadas para los VSCs que componen el FL multiterminal de CC. Estas consignas se calculan mediante algoritmos de control que consideran las mediciones locales y remotas de los CTs o cualquier otro elemento como líneas o alimentadores principales dependiendo de la instalación que se disponga. El

principal objetivo del EVCS-MS es igualar los flujos de potencia activa a través de los elementos que se interconectan. Gracias a la topología del FL multiterminal de CC, la carga de la EVCS se puede distribuir entre dichos elementos para que todos proporcionen la misma potencia activa. Esta ecualización puede aportar varios beneficios a la operación del sistema de distribución en términos de reducción de pérdidas de potencia activa [22] y mejora de la utilización de activos. De hecho, la capacidad de compartir potencia activa de la EVCS multiterminal reduce el riesgo de sobrecarga de los elementos enlazados y, por lo tanto, minimiza la pérdida de vida útil de estos [86]. El desarrollo de este capítulo se centra en particularizar las simulaciones y los resultados experimentales para el caso de la ecualización de los transformadores MT/BT.

Además, el EVCS-MS puede proporcionar control de tensión en los terminales del VSC mediante inyecciones de potencia reactiva independientes. Esta capacidad de control de tensión mejora la calidad de la energía del sistema de distribución debido a que se puede obtener un perfil de tensión diario más plano independientemente de las condiciones de carga variables de la EVCS. Sin embargo, para determinar la consigna adecuada para el controlador de tensión, se deben considerar las características particulares de la red BT y el algoritmo de control que se aplique. Es importante destacar que a diferencia de las redes de distribución MT, en las redes de distribución BT no se dispone de la misma cantidad de medidas, siendo estas muy inferiores. De hecho, las únicas medidas de las que se puede disponer son las tensiones y las potencias de los CTs. Por este motivo es inviable poder ejecutar un OPF que facilite las consignas de potencia reactiva óptimas para el control de tensiones, y por ello, esta tesis propone el ecualizado de los transformadores como una alternativa eficaz.

La arquitectura de control jerárquica de dos niveles propuesta para el EVCS-MS, representada en la figura 4.2, se adapta a esta disponibilidad de medidas en la red BT. El EVCS-MS es el encargado de gestionar las mediciones remotas de las RTU (de sus siglas en inglés Remote Terminal Unit) ubicadas en los CTs (P_{Tj} , V_{Tj}) y también otras mediciones locales de la EVCS (P_{EV}). Utilizando estos datos de campo, el algoritmo de control del EVCS-MS, descrito en el siguiente subapartado, calcula las consignas de potencia activa y reactiva adecuadas para los controladores locales de los VSCs de primer nivel para lograr la ecualización del transformador en potencia activa y el control de tensiones. Por otro lado, los LCs de los VSCs calculan las consignas adecuadas para lograr las referencias de potencia establecidas por el EVCS-MS. Cada uno de estos algoritmos de control se ejecutan en diferentes intervalos de tiempo. Así, el EVCS-MS se ejecuta cada 10-30 segundos con mediciones remotas y locales actualizadas cada 5-15 minutos y 10-30 segundos respectivamente. A su vez, los controladores de corriente LC se ejecutan cada 50 microsegundos para alcanzar adecuadamente las referencias de potencia. De esta manera, se puede decir que la estructura de control propuesta es

un control en cascada compuesto por un bucle de control externo (EVCS-MS) y un bucle de control interno para cada VSC (LC).

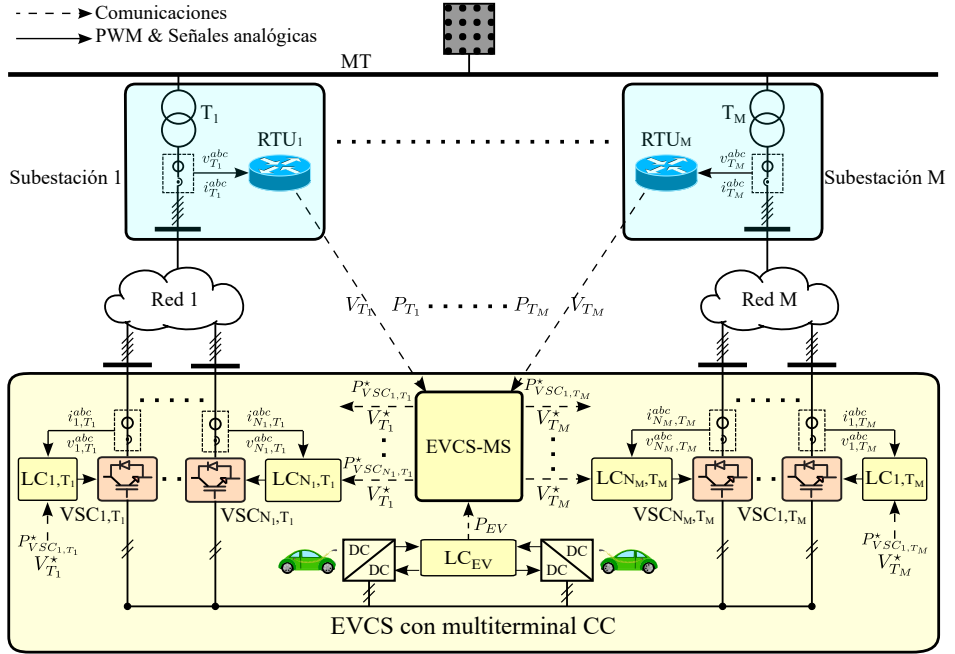


Figura 4.2: Esquema de la arquitectura de control del EVCS-MS

4.1.2 Algoritmo de control avanzado del EVCS-MS

Este subapartado está dedicado a detallar el algoritmo de control implementado en el EVCS-MS para establecer las referencias de potencia activa y reactiva adecuadas para los LCs de los VSCs. Como se indicó anteriormente, el objetivo es equilibrar la potencia activa de los transformadores MT/BT. Por lo tanto, y de acuerdo con las figuras 4.2 y 4.3 donde se consideran M transformadores MT/BT, la referencia de potencia activa del transformador T_j se puede calcular como:

$$P_{T_j}^* = \left(\frac{\sum_{i=1}^M P_{T_i}}{M} \right) \cdot e^{-\tau s} \quad j = 1, \dots, M-1 \quad (4.1)$$

donde P_{T_j} es la demanda de potencia activa real de cada transformador. Estas potencias activas se miden en los CTs y, por este motivo, se ha considerado el retraso debido a la latencia de las comunicaciones, τ , entre los CTs y el EVCS-MS.

Además, según (4.1), se requiere determinar sólo la referencia de potencia activa de $M - 1$ transformadores MT/BT, ya que la potencia activa del transformador T_M se ajusta automáticamente a través del balance de potencia activa total del FL multiterminal de CC, cuyo algoritmo de control se presentará más adelante. Un controlador PI se aplica a cada error de potencia activa del transformador, definido como la diferencia entre la referencia y la medición de potencia activa real, para asegurar un error nulo en estado estacionario:

$$e_{P_{T_j}} = P_{T_j}^* - P_{T_j} \cdot e^{-\tau s} \quad j = 1, \dots, M-1 \quad (4.2)$$

$$\Delta P_{eq_j} = K_p \cdot e_{P_{T_j}} + K_i \cdot \int e_{P_{T_j}} dt \quad j = 1, \dots, M-1 \quad (4.3)$$

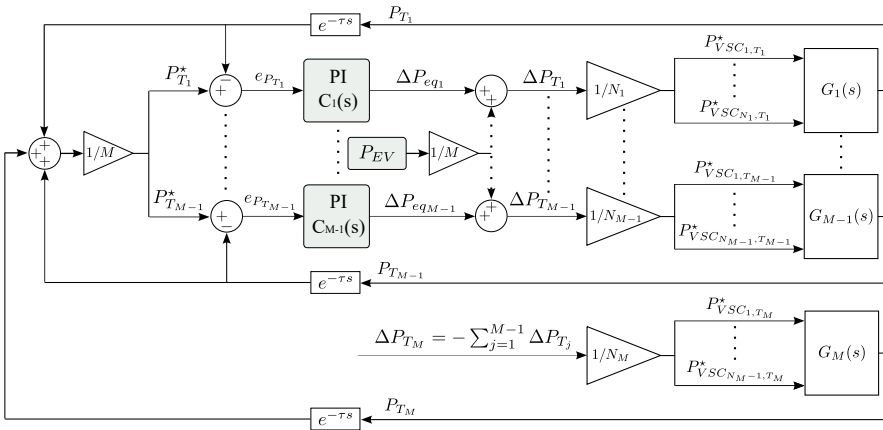


Figura 4.3: Esquema del lazo de control de potencia activa del EVCS-MS para M transformadores

La salida de cada controlador PI, ΔP_{eq_j} , representa el déficit de potencia activa del transformador T_j para alcanzar la referencia $P_{T_j}^*$. Este déficit de potencia activa debe ser proporcionado por los N_j VSCs de la EVCS asociados al transformador T_j . Las ganancias proporcionales e integrales, K_p y K_i , respectivamente, dependen del intervalo de ejecución del bucle de control del EVCS-MS y la latencia de las mediciones remotas. Para reducir al máximo los requisitos de ancho de banda de la infraestructura de comunicaciones, los datos remotos recopilados por las RTU de los CTs se envían con una latencia τ en el orden de minutos. Sin embargo, esto no supone ningún inconveniente considerando las variaciones suaves de potencia activa de las cargas domésticas, comerciales e industriales agregadas. Sin embargo, debe considerarse que la carga rápida del EV causa variaciones importantes de la potencia activa en períodos de tiempo muy cortos, lo que puede afectar negativamente al funcionamiento del controlador. Para mejorar la dinámica

del controlador durante los transitorios de carga rápida de los EV, la medición de potencia activa local de la EVCS, P_{EV} , se puede agregar en cada lazo de control proporcionalmente al número total de transformadores MT/BT como una señal de *feed – forward* como se muestra en la figura 4.3:

$$\Delta P_{T_j} = \Delta P_{eq_j} + \frac{P_{EV}}{M} \quad (4.4)$$

Esta nueva variable permite al controlador adelantarse a grandes perturbaciones antes de afectar la dinámica general del sistema y mejorar la respuesta transitoria. Esta señal puede integrarse fácilmente en el algoritmo de control, ya que es una medida local de la EVCS que no requiere un canal de comunicación. Por lo tanto, la referencia de potencia activa de los N_j VSCs de la EVCS que están conectados al transformador T_j se puede calcular como:

$$P_{VSC_k, T_j}^* = \frac{\Delta P_{T_j}}{N_j} \quad k = 1, \dots, N_j \quad j = 1, \dots, M-1 \quad (4.5)$$

Tal y como se indicó anteriormente, la referencia de potencia activa del transformador de balance T_M se establece considerando las referencias de los otros transformadores MT/BT para cumplir con el balance de potencia activa de la EVCS a través del FL multiterminal de CC:

$$\Delta P_{T_M} = - \sum_{j=1}^{M-1} \Delta P_{T_j} \quad (4.6)$$

Esta potencia activa se distribuirá entre los VSCs de la EVCS asociados al transformador T_M de la siguiente forma:

$$P_{VSC_k, T_M}^* = \frac{\Delta P_{T_M}}{N_M} \quad k = 1, \dots, N_M - 1 \quad (4.7)$$

La referencia de potencia activa está configurada sólo para los $N_M - 1$ VSCs, porque el VSC N_M está a cargo de la regulación de tensión del FL de CC [87]:

$$P_{VSC_{N_M}, T_M}^* = - \left(K_{pvcc} \cdot e_{vcc}^2 + K_{ivcc} \cdot \int e_{vcc}^2 dt \right) \quad (4.8)$$

donde $e_{v_{cc}}$ es el error entre la referencia de tensión de CC v_{cc}^* y a tensión de CC v_{cc} , $K_{p_{v_{cc}}}$ y $K_{i_{v_{cc}}}$ son las ganancias proporcionales e integrales de este controlador PI.

Además del control de potencia activa, los VSCs de la EVCS pueden administrar de forma independiente las inyecciones de potencia reactiva que se pueden usar para regular las tensiones de los nudos. Las referencias de potencia reactiva del EVCS se configuran de acuerdo con un controlador droop clásico [88, 89]:

$$Q_{VSC_{k,T_j}}^* = K_V \cdot \left(V_{VSC_{k,T_j}}^* - V_{VSC_{k,T_j}} \right) \quad k = 1, \dots, N_j \quad j = 1, \dots, M \quad (4.9)$$

donde K_V es la ganancia del control droop, $V_{VSC_{k,T_j}}^*$ y $V_{VSC_{k,T_j}}$, son la referencia y las tensiones reales del VSC_{k,T_j} , asociado al transformador T_j . Esta estrategia contribuye a mantener las tensiones de los nudos de BT dentro de los límites reglamentarios si se seleccionan las referencias adecuadas para $V_{VSC_{k,T_j}}^*$. Tradicionalmente, la referencia de tensión $V_{VSC_{k,T_j}}^*$ se establece en la tensión de red nominal V_{rat} [22]. Sin embargo, esta estrategia puede ser mejorada ya que las tensiones del nudo de baja tensión no sólo dependen de la carga de la red, sino también de la tensión de la tensión en el CT, V_{T_j} . Una gran diferencia entre V_{rat} y V_{T_j} puede causar grandes inyecciones potencia reactiva que pueden saturar los VSCs. Por lo tanto, y para evitar este inconveniente, se propone utilizar V_{T_j} como la referencia de tensión para el VSC_{k,T_j} . De esta manera, la referencia de tensión se adapta a la carga de red BT, la toma del transformador MT/BT y la tensión MT. Es importante tener en cuenta que la tensión V_{T_j} se envía desde el CT al EVCS-MS utilizando la infraestructura de comunicación existente como se muestra en la figura 4.2, de modo que esta mejora no implica ningún coste adicional.

4.2 Cálculo de las ganancias del controlador

Este apartado detalla el cálculo de las ganancias utilizadas en el EVCS-MS, tanto el término proporcional como el integral, K_p y K_i . Los valores de estas ganancias se calculan de forma genérica para un transformador T_j . Las ganancias deben garantizar un error nulo de estado estacionario, un comportamiento transitorio controlado y la estabilidad del sistema. Para calcular el controlador, se requiere formular la función de transferencia en bucle cerrado del sistema que se muestra en la figura 4.3. La función de transferencia en bucle cerrado depende de las funciones de transferencia de la planta y del controlador, $G_j(s)$ y $C_j(s)$ respectivamente, como sigue:

$$G_{CL}(s) = \frac{\Delta P_{T_j}}{\Delta P_{T_j}^*} = \frac{G_{OL}(s)}{1 + G_{OL}(s) \cdot e^{-\tau s}} \quad (4.10)$$

$$G_{OL}(s) = C_j(s) \cdot G_j(s) \quad (4.11)$$

$$G_j(s) = \frac{\Delta P_{T_j}}{\sum_{k=1}^{N_j} \Delta P_{VSC_k, T_j}^*} = K \quad (4.12)$$

$$C_j(s) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (4.13)$$

donde $G_j(s)$ es la función de transferencia que relaciona la potencia activa inyectada por los N_j VSCs con la potencia activa del transformador T_j . La constante de tiempo de $G_j(s)$ es inferior a 1 ms y puede despreciarse con respecto a la latencia de las mediciones remotas desde el CT al EVCS-MS, τ , que son del orden de minutos. Por lo tanto, $G_j(s)$ se puede modelar como una ganancia K que relaciona la referencia de potencia activa de los VSCs de la EVCS con la potencia activa del transformador. Al sustituir (4.11), (4.12) y (4.13) en (4.10), la función de transferencia en bucle cerrado (G_{CL}) se puede formular de la siguiente manera:

$$G_{CL}(s) = \frac{\Delta P_{T_j}}{\Delta P_{T_j}^*} = \frac{K \cdot (K_p \cdot s + K_i)}{s + K \cdot (K_p \cdot s + K_i) \cdot e^{-\tau s}} \quad (4.14)$$

Aplicando el teorema del valor final, $\lim_{s \rightarrow 0} sF(s)$, a (4.14), es posible garantizar que el controlador alcance un error en estado estable nulo independientemente del valor de K_p y K_i .

El comportamiento transitorio y la estabilidad del sistema pueden analizarse linealizando el sistema utilizando la aproximación de Padé para el retraso de la siguiente manera:

$$e^{-\tau s} \approx \frac{1 - \frac{\tau s}{2} + \frac{\tau^2 s^2}{8} + \dots + \frac{\left(\frac{-\tau s}{2}\right)^k}{k!}}{1 + \frac{\tau s}{2} + \frac{\tau^2 s^2}{8} + \dots + \frac{\left(\frac{\tau s}{2}\right)^k}{k!}} \approx \frac{1 - \frac{\tau s}{2}}{1 + \frac{\tau s}{2}} \quad (4.15)$$

donde sólo se retienen los términos de primer orden, lo cual es suficientemente preciso para la latencia de las mediciones remotas en esta aplicación. Por lo tanto, la función de transferencia de bucle cerrado se puede formular de la siguiente

manera:

$$G_{CL}(s) = \frac{N_2 s^2 + N_1 s + N_0}{s^2 + D_1 s + D_0} \quad (4.16)$$

donde los coeficientes N_2 , N_1 , N_0 , D_1 y D_0 son funciones de los parámetros del sistema:

$$N_2 = \frac{KK_p\tau}{\tau(1-K_pK)} \quad N_1 = \frac{K(2K_p + K_i\tau)}{\tau(1-K_pK)} \quad N_0 = \frac{2KK_i}{\tau(1-K_pK)} \quad (4.17)$$

$$D_1 = \frac{2 + 2KK_p - KK_i\tau}{\tau(1-K_pK)} \quad D_0 = \frac{2K_iK}{\tau(1-K_pK)} \quad (4.18)$$

Por lo tanto, la función de transferencia $G_{CL}(s)$ representa un sistema de segundo orden cuya dinámica está controlada por la relación de amortiguamiento ξ y la frecuencia natural ω_n :

$$D(s) = s^2 + 2\xi\omega_n s + \omega_n^2 \quad (4.19)$$

Identificando término por término el denominador de (4.16) y (4.19), K_p y K_i se pueden calcular de la siguiente manera:

$$K_p = \frac{(\tau^2\omega_n^2 + 4\xi\tau\omega_n - 4)}{K(\tau^2\omega_n^2 + 4\xi\tau\omega_n + 4)} \quad (4.20)$$

$$K_i = \frac{4\tau\omega_n^2}{K(\tau^2\omega_n^2 + 4\xi\tau\omega_n + 4)} \quad (4.21)$$

que dependen de ξ , ω_n y τ . Finalmente, es posible recordar que el factor de amortiguamiento y la frecuencia natural se pueden calcular según el margen de fase, M_p y el tiempo de establecimiento para un error de estado estable inferior a

2%, T_s , como:

$$\xi = \sqrt{(\log(M_p))^2 \left(\frac{1}{(\log(M_p))^2 + \pi^2} \right)} ; \quad w_n = \frac{4}{T_s \xi} \quad (4.22)$$

Las ganancias del controlador para diferentes latencias se muestran en la tabla 4.1. Hay que mencionar que la estabilidad del sistema está garantizada, ya que la parte real de los polos de (4.16) es siempre negativa.

$$p_{1,2} = -\xi \omega_n \pm \sqrt{\xi^2 - 1} \quad (4.23)$$

Tabla 4.1: Ganancias del controlador para las diferentes latencias de comunicación 5, 10 y 15 minutos

Latencia	K_p	K_I	M_p (pu)	T_s (s)
5min	0.9416	0.0686	0.1	30
10min	0.9416	0.0343	0.1	60
15min	0.9416	0.0229	0.1	90

4.3 Resultados de simulación y experimentales

En este apartado se van a mostrar todos los resultados obtenidos, tanto de simulación como experimentales, de la propuesta de mejora en las EVCS que se ha detallado anteriormente. Con ello, se pone de manifiesto las ventajas que se obtienen con la propuesta realizada y se comprueba que con una pequeña modificación topológica se consiguen unos beneficios en la operación de la EVCS que pueden mejorar el funcionamiento de la red BT.

El apartado se divide de la siguiente forma: en el subapartado 4.3.1 se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en una EVCS conectada a una red BT con una elevada cantidad de nudos y cargas [22]. En el subapartado 4.3.2 se presentan los resultados experimentales obtenidos de emular, en la medida de lo posible, el caso presentando en [22]. En este caso se ha diseñado un banco de ensayos reducido debido a la imposibilidad de tener la cantidad de nudos que se simula en el trabajo anterior. Además, se han ampliado las funcionalidades de la EVCS con respecto a dicho trabajo anterior.

4.3.1 Resultados de simulación

El sistema de referencia utilizado en la simulación se muestra en la figura 4.4. Este sistema considera una subestación transformadora MT/BT compuesta por dos subsistemas alimentados, a su vez, por dos transformadores MT/BT con una capacidad nominal de 630 kVA y relación de tensiones de 20/0,4 kV. Cada transformador suministra potencia a cuatro alimentadores que contienen un total de dieciséis cargas con diferentes perfiles diarios (incluidas cargas domésticas e industriales). El valor de resistencia debido a los cables utilizados en todo el sistema es de $0.152 \Omega/\text{km}$ y el valor de reactancia es de $0.140 \Omega/\text{km}$. Las longitudes de todos los alimentadores son iguales, siendo 0.2 km todos los tramos que van desde T1 o T2 hasta sus nudos cercanos y 0.1 km los tramos de la parte final de los alimentadores.

Los perfiles de potencia activa y reactiva diaria total para los subsistemas 1 y 2 en cabecera de los transformadores MT/BT se muestra en la figura 4.5, en la cual se aprecia que el subsistema 2 está más cargado que el subsistema 1. Por otro lado, los perfiles diarios están completamente documentados en [90] para cada tipo de carga. Además, en los nudos N11, N12, N13 y N14 se conecta una EVCS compuesta por ocho puntos de carga rápida, con una potencia nominal de 50 kW cada uno. Los perfiles de carga de cada pareja de cargadores rápidos conectados a un nudo se muestran en la figura 4.6. Se puede ver que los cargadores rápidos conectados al subsistema 2 (N13 y N14) se utilizan más que los cargadores conectados al subsistema 1 (N11 y N12).

Como se comentó anteriormente, el objetivo principal es ecualizar la potencia de cada transformador MT/BT para eliminar posibles sobrecargas en los mismos. La figura 4.7 muestra los perfiles de potencia activa en los transformadores MT/BT en la EVCS convencional y el resultado con la mejora propuesta. En la figura superior se muestra como la potencia en el subsistema 2 (T2) es mayor que en el subsistema 1 (T1), e incluso, se puede ver cómo en ciertas ocasiones sobrepasa el valor máximo de potencia (1 pu). En la figura inferior se muestra las mismas variables que en la figura anterior, pero con la estrategia propuesta. En este caso se ve cómo se consigue ecualizar las potencias activas de los dos transformadores, dando lugar a que ninguno sobrepase su valor máximo de potencia. Esta ecualización se logra gracias al trasvase de potencia que los VSCs realizan entre los dos subsistemas. En la figura 4.8 se pueden ver los perfiles de potencia de estos VSCs, los cuales están conectados según la tabla 4.2. Dado que el subsistema 2 está más cargado que el 1 y sabiendo que el criterio positivo de potencias en los VSCs es la potencia inyectada, se puede ver cómo los VSC_1 y VSC_2 están absorbiendo potencia para inyectar, mediante el VSC_3 y VSC_4 , en el subsistema 2. Hay que mencionar que en esta estrategia de control se ha hecho un reparto al 50% de potencia a cada

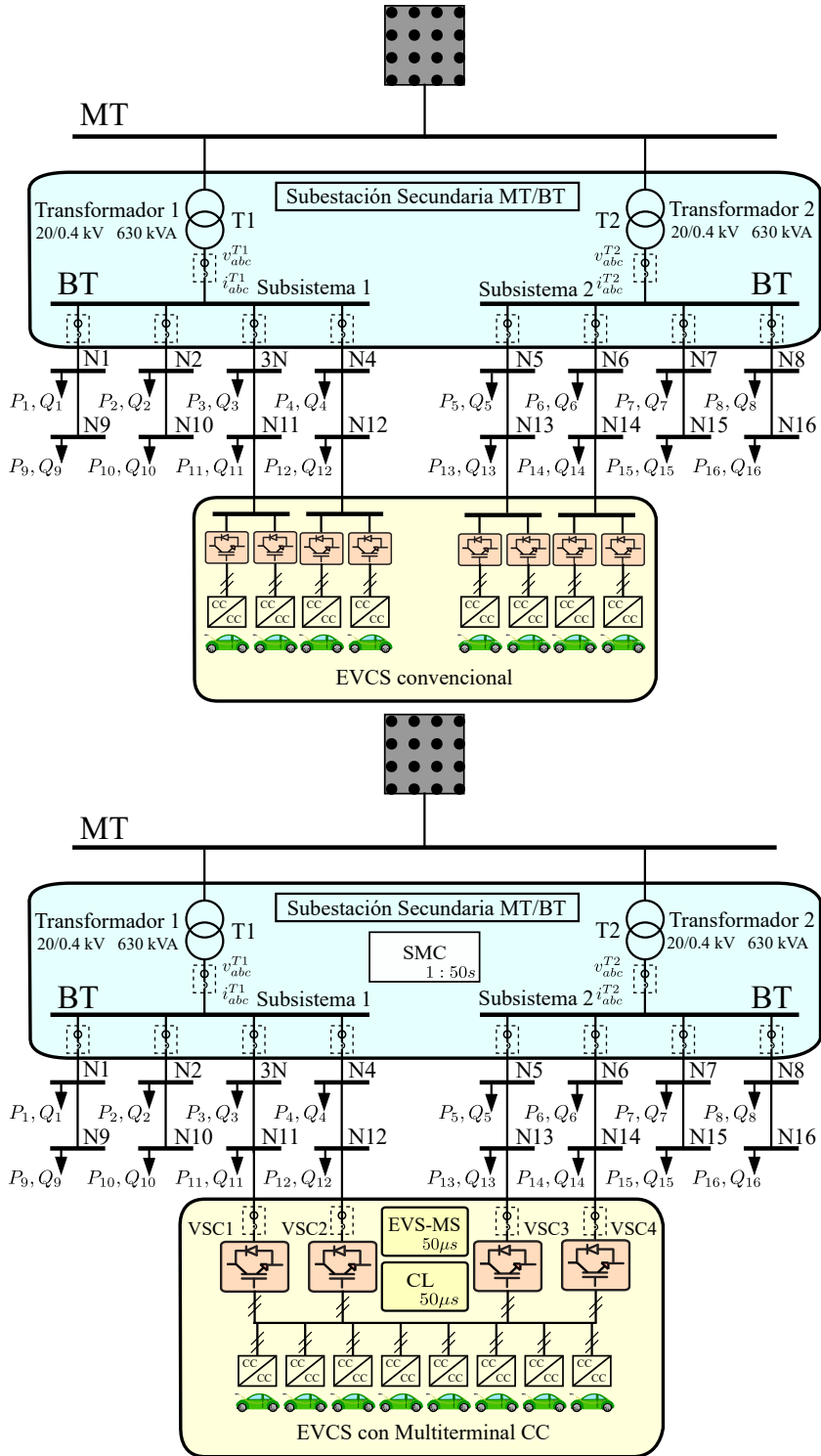


Figura 4.4: Esquema unifilar Banco de ensayos para simulación de EVCS: Figura superior: EVCS convencional; Figura inferior: EVCS con multiterminal

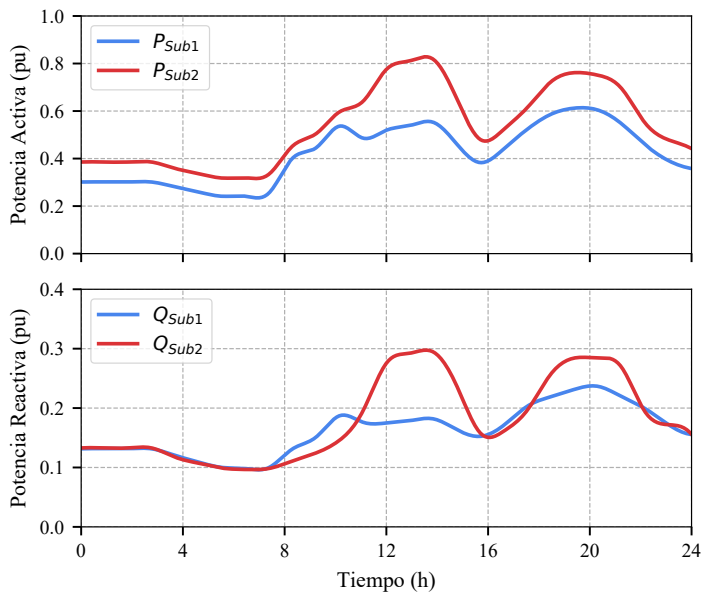


Figura 4.5: Perfiles de carga en cabecera de los transformadores. Figura Superior: Potencia activa suministrada por la subestación; Figura Inferior: Potencia reactiva suministrada por la subestación

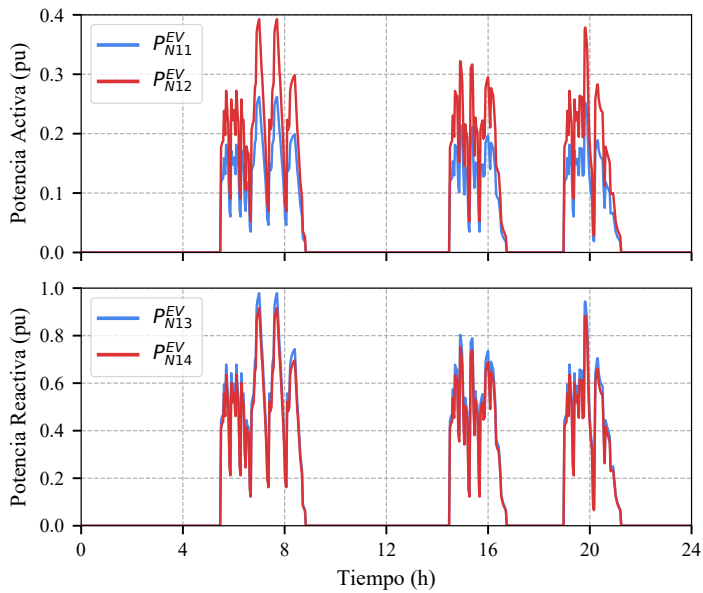


Figura 4.6: Perfiles de carga de Los EVs conectados a la ECVE. Arriba: Potencia activa en los cargadores de EV en los nudos N11 y N12; Abajo: Potencia activa en los cargadores de EV en los nudos N13 y N14

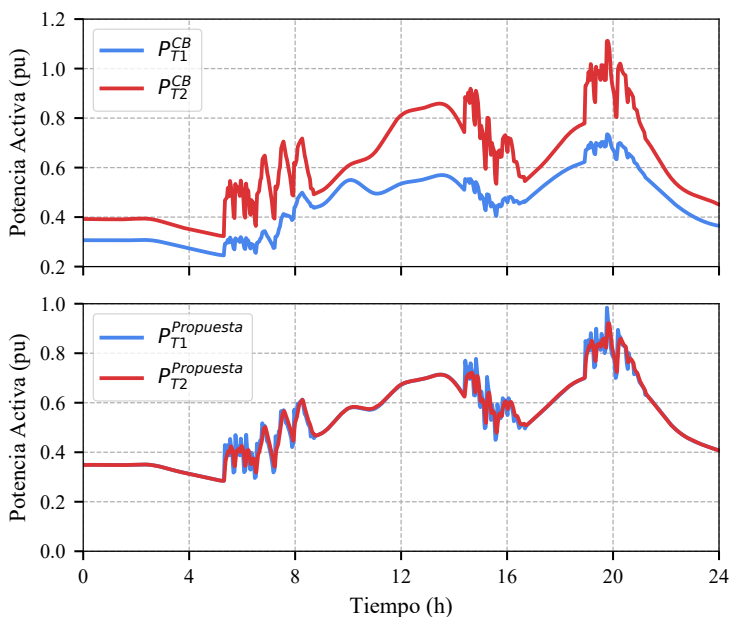


Figura 4.7: Perfiles de potencia activa por los transformadores. Figura Superior: No eualización en el caso base; Figura Inferior: Eualización con la EVCS multiterminal

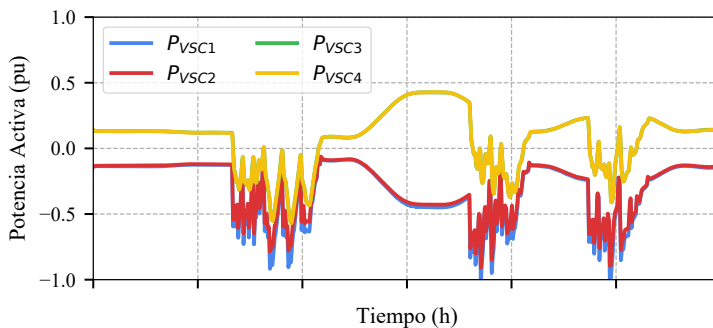


Figura 4.8: Perfiles de potencia activa de los VSCs conectados a la EVCS multiterminal

Tabla 4.2: Relación de conexión entre los VSC de los cargadores rápidos de la EVCS y los nudos de la red de distribución

Nudo	N11	N12	N13	N14
VSC	VSC_1	VSC_2	VSC_3	VSC_4

VSC de cada subsistema, y por ello, el perfil de potencia de los VSC_3 y VSC_4 son idénticos. En cuanto al perfil de 1 y 2, la diferencia que se aprecia es debido a que el VSC_1 es el encargado de suministrar las pérdidas del conjunto al tener el control de la tensión de su bus de continua común.

Por lo tanto, estas simulaciones demuestran la viabilidad técnica de la implementación de la EVCS propuesta. La propuesta mejora la operación de los transformadores MT/BT localizados en los centros de transformación, no disminuyendo su vida útil y con la mínima inversión posible.

4.3.2 Resultados experimentales

En este subapartado se va a mostrar la validación experimental del trabajo de simulación presentado en 4.3.1 y las mejoras propuestas sobre ese trabajo.

Para mostrar de la forma más eficiente los diferentes resultados obtenidos y clarificar el impacto de todas las propuestas de mejora realizadas, se va a aplicar una metodología que consiste en realizar diferentes casos de ensayo en los que se hace patente las ventajas de las contribuciones del algoritmo de control propuesto. Las diferentes mejoras se incluyen de manera secuencial para dejar claro su efecto y, para ello, los resultados obtenidos se comparan cuantitativamente a través de un conjunto de KPIs.

El objetivo de los diferentes casos a estudiar es resaltar los beneficios de la EVCS propuesta y las contribuciones incluidas en su algoritmo de control. Por ello, se analiza el impacto en la red de distribución BT considerando el efecto de las variaciones de carga a lo largo del día. Por esta razón, cada caso incorpora curvas de demanda de 24 horas para la EVCS y las cargas convencionales que se detallan [23]. Para establecer una comparación justa, estos patrones de demanda diaria son los mismos para todos los casos. Se analizan los siguientes casos:

- Caso Base (CB). Este caso corresponde a un escenario de operación con una EVCS convencional compuesto por varios cargadores rápidos de EV.
- Caso 1 (C1). Este caso incluye la EVCS multiterminal propuesta con la eculización de potencia activa en los transformadores MT/BT de cabecera y, como contribución adicional a [22], se proponen diferentes referencias de tensión para comprobar la viabilidad de cada una. Los valores de referencia que se utilizan son valores sobre la tensión nominal ($0.95V_{rat}$, V_{rat} y $1.05V_{rat}$) y la tensión medida en la cabecera de los transformadores MT/BT V_{T_j} . Se ha hecho el estudio para las 4 tensiones debido a que no se dispone de la

posibilidad de controlar la tensión de cabecera del CT y se realizan dichos casos para comparar los efectos de mantener la tensión en el punto de conexión de la EVCS.

- Caso 2 (C2). La medición de potencia activa local del VE, P_{EV} , se agrega al bucle de control de potencia activa como una *feed – forward*. El controlador de potencia reactiva es exactamente el mismo que en el Caso C1 utilizando V_{T_j} como referencia de tensión.

Los siguientes KPI se han seleccionado para cuantificar las mejoras operativas de las diferentes estrategias de control descritas anteriormente:

- Carga del transformador (T_{jL}). Esta es la carga promedio diaria de cada transformador MT/BT por unidad con respecto a su potencia nominal:

$$T_{jL} = \frac{\sum_t S_t^T}{N_t \times S_N} \quad (4.24)$$

donde S_t^T es la potencia aparente a través del transformador en el intervalo de tiempo t , N_t es el número total de intervalos de tiempo dentro de un día y S_N es la potencia nominal del transformador.

- Energía no ecualizada (E_{n-eq}). Este KPI cuantifica la energía, medida en (kWh/día), que no se ha igualado entre los transformadores MT/BT debido a desajustes del controlador:

$$E_{n-eq} = \sum_{j=1}^M \sum_t |P_{T_j}^* - P_{T_j}| \times t \quad (4.25)$$

donde $P_{T_j}^*$ es la referencia de potencia activa y P_{T_j} es la potencia activa real a través del transformador T_j . Además, se proporciona información sobre la reducción con respecto al CB.

- Pérdidas diarias de energía (E_{loss}). Este KPI corresponde a las pérdidas diarias de energía activa del sistema real medidas en (kWh/día). También se ha incluido información sobre la reducción de pérdidas con respecto al CB.

- Violaciones de tensión (T_{vv}). Este KPI mide el porcentaje de promedio tiempo con tensiones fuera de los límites técnicos, [0.95, 1.05] por unidad dentro de un día.
- Carga de la EVCS ($EVCS_L$). Esta es la carga promedio diaria de la EVCS como porcentaje de su potencia nominal:

$$EVCS_L = \frac{\sum_{j=1}^M \sum_{k=1}^{N_j} \bar{S}_{VSC_{k,T_j}}}{S_{EF}} \quad (4.26)$$

donde $S_{VSC_{k,T_j}}$ es la potencia aparente promedio de VSC_{k,T_j} y S_{EF} es la potencia aparente nominal del FL de CC.

- Saturación de la EVCS ($EVCS_{sat}$). Este KPI mide el porcentaje de tiempo que la EVCS está en su potencia nominal dentro de un día.

El banco de ensayos utilizado para validar de manera experimental las estrategias de control propuestas, se basa en un banco de ensayos diseñado para reproducir fielmente la integración de la EVCS en una red de distribución BT. Su diagrama unifilar y su diseño se muestran en las figuras 4.9 y 4.10, respectivamente. El banco de pruebas se alimenta desde la red BT del laboratorio y está compuesto por: una red de distribución BT escalada, OLEs para representar cargas, una EVCS compuesta por un FL multiterminal de CC con dos VSCs y un VSC adicional que emula la carga de VE, RTCS y un sistema de comunicación. A continuación, se ofrece una breve descripción de cada uno de estos componentes:

- Red de distribución BT escalada. Para diseñar el banco de ensayos se ha utilizado el sistema de distribución BT propuesto por Task Force C06.04.02 de GIGRE. Hay que mencionar que no es el mismo banco de ensayos que el mostrado en el capítulo 2, ya que, el banco de ensayos desarrollado anteriormente representa una red de distribución MT. La red propuesta por la CIGRE se compone de tres alimentadores que incluyen cargas residenciales, industriales y comerciales alimentadas por un CT MT/BT. En laboratorio no se ha implementado la red completa si bien se han tenido en cuenta algunos de sus parámetros característicos. En particular, el sistema integrado en el laboratorio presenta dos transformadores MT/BT, T1 y T2, que suministran dos alimentadores, N1-N3 y N12-N14. Es importante aclarar que las cargas en estos nudos representan las cargas puntuales de diferentes redes radiales que se conectan en dichos nudos, representando así, un sistema más amplio. Para realizar el escalado se ha tenido presente que la red BT utiliza un

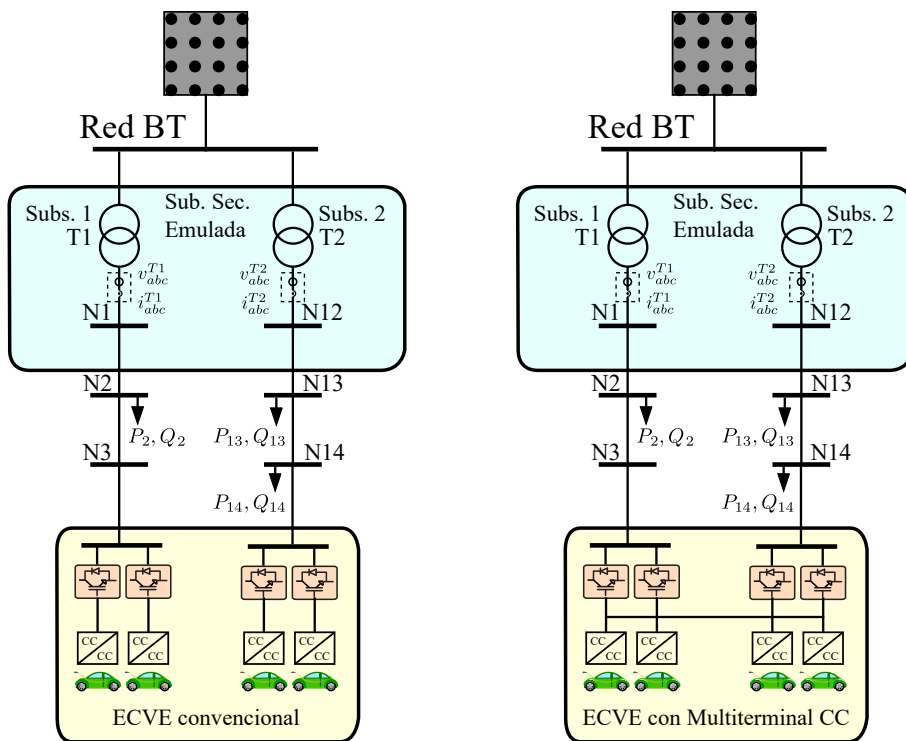


Figura 4.9: Esquema unifilar Banco de ensayos para validación experimental. Figura derecha: EVCS convencional; Figura izquierda: EVCS con multiterminal

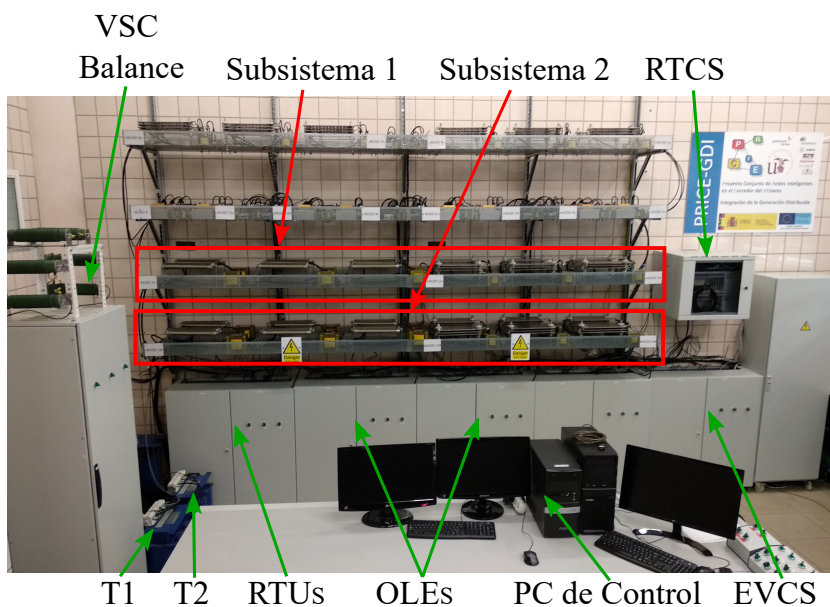


Figura 4.10: Fotografía del banco de ensayos para pruebas con EVCS

cable subterráneo de XLPE unipolar de 240 mm^2 y los parámetros de los transformadores, como se puede ver en las tablas 4.3 y 4.4. Este sistema se ha escalado con las magnitudes básicas originales de 400 V y 500 kVA a unas magnitudes de ensayo de 320 V y 60 kVA. Por lo tanto, las pérdidas de potencia y las caídas de tensión unitaria se reproducen fielmente, ya que se han mantenido las características originales de las ramas (relaciones R/X e impedancias equivalentes). En la figura 4.10 se muestra una imagen del banco de ensayos utilizado. Se puede apreciar que se utilizan los componentes de la red a escala MT en la que se han modificado diferentes conexiones para conseguir los parámetros idóneos en una red BT.

Tabla 4.3: Parámetros nominales de los transformadores MT/BT en el sistema de distribución real y escalado

Parámetro	Sistema real	Sistema escalado
Potencia Nominal [kVA]	250	30
Tensión secundaria [V]	400	320
ε_{CC} [%]	4	3.3
R_{CC}/X_{CC}	0.2	0.2

Tabla 4.4: Valores de resistencias y reactancias de cada rama en el sistema real y escalado

Nudo inicial	Nudo final	Sistema real		Sistema escalado
		R-X [Ω]	Distancia [m]	R-X [Ω]
N1	N2	0.0125-0.0074	70	0.0600-0.0393
N2	N3	0.0047-0.0029	30	0.0250-0.0157
N12	N13	0.0225-0.0118	140	0.1200-0.0628
N13	N14	0.0047-0.0029	30	0.0250-0.0157

- OLE. Estos dispositivos son los encargados de emular las diferentes cargas o generación en los diversos nudos de la red, como ya se comentó anteriormente. En este caso se han escalado los perfiles para adecuarlos al cometido actual. Estos perfiles se puede ver en la figura 4.11.

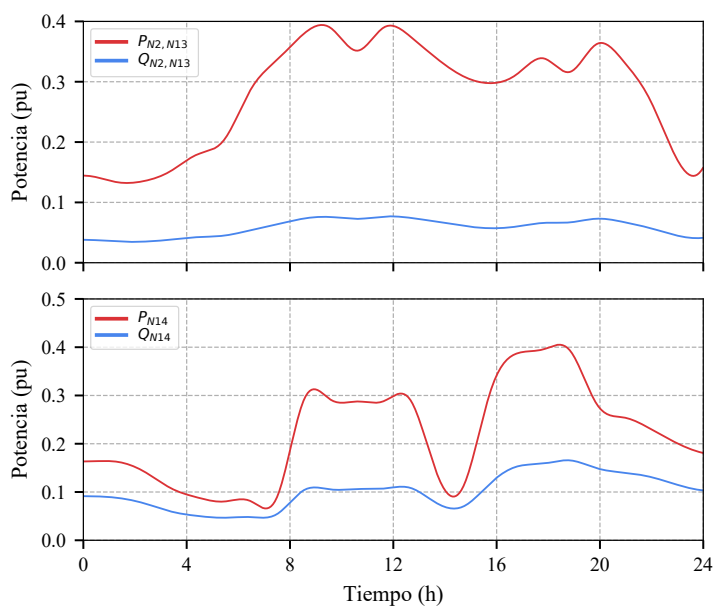


Figura 4.11: Perfiles de potencia activa y reactiva consumidos en la red. Figura superior: Nudos N2 y N13; Figura inferior: Nudo N14

- EVCS. Está compuesto por un FL multiterminal de CC con tres OLE de 20 kVA cada uno. Dos de ellos (VSC_1 y VSC_2) están conectados a cada alimentador de BT. Además, se utiliza un tercer VSC (VSC_{VE}) para emular cuatro puntos carga rápida con los parámetros que se muestran en tabla 4.5, tanto del sistema real como escalado. El perfil de carga de los diferentes EV utilizados se puede ver en la figura 4.12, que se corresponden a los vehículos Nissan Leaf y Mitsubishi i-MiEV [91]. La EVCS de carga rápida emulada consta de cuatro cargadores con un horario de funcionamiento reflejado en la figura 4.13. Con este horario y los perfiles individuales de cada EV se construye el perfil total de la EVCS, que se muestra en la figura 4.14. En esta figura se puede ver en la parte superior el perfil de carga que tiene el cargador que emula la conexión en el subsistema 1, en la central se ve el perfil de consumo conectado en el subsistema 2 y en la inferior el perfil total que utiliza la ECVS multiterminal propuesta. [23].

Tabla 4.5: Parámetros nominales de los puntos de carga rápida para la EVCS

Parámetro	Sistema real	Sistema escalado
Potencia Nominal [kVA]	50	6
Tensión secundaria [V]	400	320

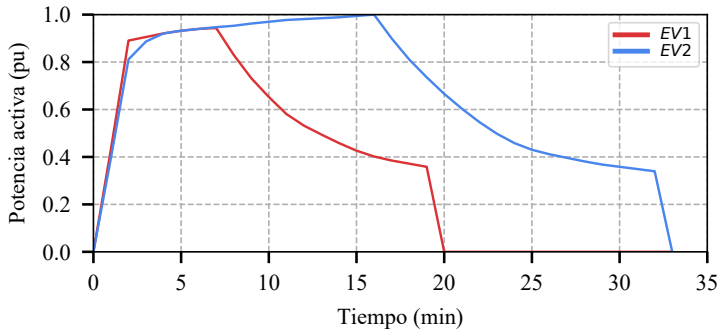


Figura 4.12: Perfiles de carga de dos tipos de EV utilizados.

	5:00	5:30	6:00	6:30	7:00	7:30	8:00	8:30
Cargador 1		EV1	EV1	EV1	EV2	EV2	EV2	
Cargador 2		EV1	EV1	EV2	EV2	EV2		
Cargador 3		EV1	EV1	EV1	EV2	EV2	EV2	
Cargador 4		EV1	EV1	EV1	EV2	EV2	EV2	
	13:30	14:00	14:30	15:00	15:30	16:00	16:30	17:00
Cargador 1			EV1	EV1	EV1	EV2		
Cargador 2			EV2	EV1	EV1	EV2		
Cargador 3			EV1	EV1	EV1	EV2		
Cargador 4			EV1	EV1	EV1	EV2		
	18:00	18:30	19:00	19:30	20:00	20:30	21:00	21:30
Cargador 1			EV1	EV1	EV1	EV2		
Cargador 2			EV2	EV1	EV1	EV2		
Cargador 3			EV1	EV2	EV2			
Cargador 4			EV1	EV1	EV1	EV2		

Figura 4.13: Esquema horario de utilización de la ECVS con la conexión de Los EVs a los diferentes cargadores disponibles

- EVCS-MS. Esta nueva funcionalidad se incorpora en el RTCS y es la encargada de generar las consignas para el FL multiterminal que crea la EVCS. Las demás funcionalidades del RTCS continúan funcionando como en los apartados anteriores. Se envían las consignas a los diferentes equipos para emular cargas y recopila las medidas de todos los dispositivos.

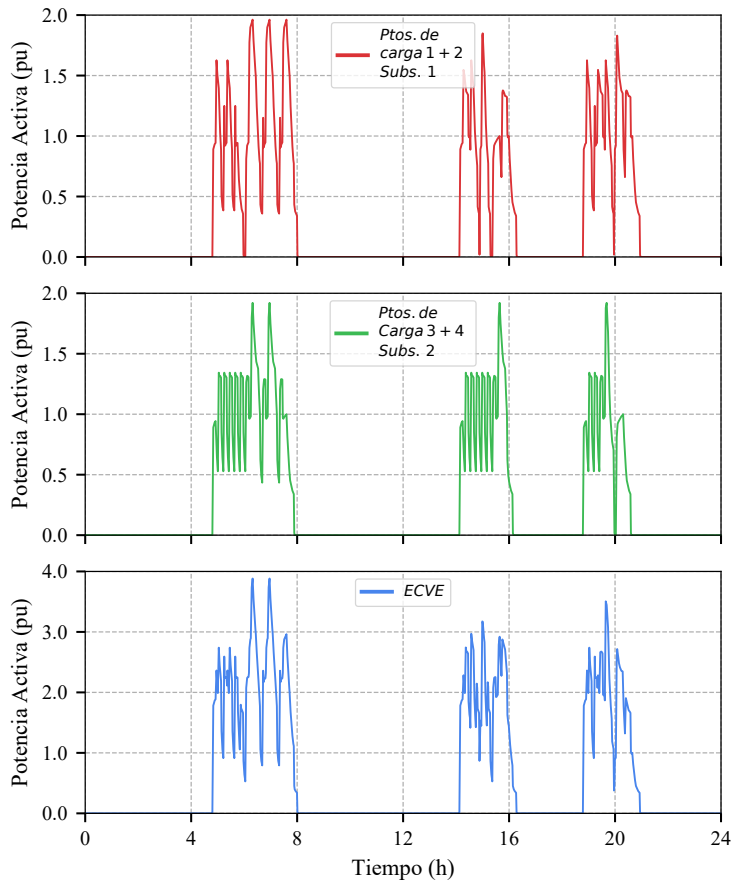


Figura 4.14: Perfiles de carga de la EVCS. Arriba: Puntos de carga 1 y 2 agregados en el nudo N3; Centro: Puntos de carga 3 y 4 agregados en el nudo N14; Abajo: Perfil de potencia total de EVCS

Para evaluar los beneficios proporcionados por la EVCS propuesta, basada en un FL multiterminal de CC, cada uno de los casos presentados se ensayó en el sistema de distribución BT escalado obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 4.6. Es importante aclarar que la duración de los ensayos se ha escalado de 24 horas a 48 minutos. Esta reducción se consigue creando perfiles de 2880 datos, que se envían cada segundo a los diferentes OLE, lo que consigue recrear un escenario de 24 horas en tan sólo 48 minutos. Los KPI E_{n-eq} y E_{loss} se han reescalado a las magnitudes de la red real. La discusión de los resultados se realiza de forma secuencial para resaltar claramente el rendimiento de la propuesta, tanto términos de equilibrado de los transformadores como en control de tensiones.

Tabla 4.6: Resultados obtenidos en los ensayos experimentales evaluados mediante los KPI

KPI	CB	C1				C2
		$0.95V_{rat}$	V_{rat}	$1.05V_{rat}$	V_{Tj}	
T_{1L} (%)	32.59	47.34	45.41	45.58	45.07	45.05
T_{2L} (%)	55.37	47.57	45.50	44.54	45.11	45.07
E_{n-eq} (kWh/day)	1261.20	213.84	210.24	215.04	205.92	75.84
E_{n-eq} (%)		83.05	83.32	83.43	83.68	93.99
T_{vv} (%)	13.74	5.07	0.84	0	0	0
E_{loss} (kWh/day)	528.08	445.92	261.5	166.75	228.00	222.67
E_{loss} (%)		15.56	50.00	68.42	56.82	57.83
$EVCS_L$ (%)	(-)	53.31	37.34	54.05	39.12	38.33
$EVCS_{sat}$ (%)	(-)	5.75	3.45	3.45	2.30	0.58

La ecualización de los transformadores MT/BT se analiza evaluando los KPI correspondientes a las cargas de los transformadores MT/BT y la energía no ecualizada. El CB evidencia que el transformador $T1$ está menos cargado, en promedio, que $T2$ debido a la ubicación y los perfiles diarios de cargas convencionales y de la EVCS. En consecuencia, esto conduce a un valor de E_{n-eq} alto. El uso de la EVCS multiterminal propuesta en el caso C1, independientemente de la referencia de tensión adoptada, que se analiza más adelante, equilibra los transformadores MT/BT correctamente como se puede apreciar en la carga promedio de los transformadores, T_{1L} y T_{2L} , y la reducción de E_{n-eq} . La integración de la potencia demandada por la EVCS en el control como un *feed – forward*, caso C2, reduce aún más la E_{n-eq} y logra la mayor ecualización de los transformadores. Este efecto también se puede observar en la figura 4.15 donde la potencia activa suministrada por los transformadores MT/BT $T1$ y $T2$ se compara para el caso C1, con referencia de tensión V_{Tj} y C2. Durante los períodos del día sin carga de VE, la potencia activa de los transformadores MT/BT es prácticamente idéntica en ambos casos debido a las suaves variaciones de potencia de las cargas convencionales. Sin embargo, esto no es cierto en períodos en los que la EVCS demanda potencia activa para la carga de EV (5:30 - 8:35, 14:30 - 16:30 y 19:00 - 20:50 horas). La diferencia entre estos dos casos se puede ver en la figura 4.15, en la cual se muestra una ampliación del periodo de tiempo entre las 19:00 - 21:00 horas para la potencia de los transformadores MT/BT. También se puede observar que la potencia activa de los dos transformadores MT/BT no es exactamente la misma en el caso C1 porque el algoritmo de control sólo está utilizando las medidas remotas, actualizadas cada 5 minutos, y no tiene información de las variaciones rápidas de la potencia activa debidas a la carga del VE. Esta situación ha mejorado notablemente en el caso C2 gracias al uso de la potencia demandada por la EVCS en el controlador con *feed – forward*. Hay que aclarar que el tiempo de latencia de las mediciones remotas es de 5 minutos para todos los ensayos de C1 (30 segundos escalado en el tiempo de ensayo). Durante los cambios repentinos de potencia activa de la EVCS,

son mucho más bajos que el tiempo de latencia, el comportamiento dinámico del controlador empeora, lo que lleva a una no ecualización temporal de los transformadores MT/BT como se refleja en la tabla 4.6 para el caso de prueba C1. La introducción de la medida P_{EV} en el algoritmo de control mejora significativamente su respuesta transitoria, pudiendo igualar ambos transformadores MT/BT incluso durante los cambios bruscos de potencia activa de la EVCS.

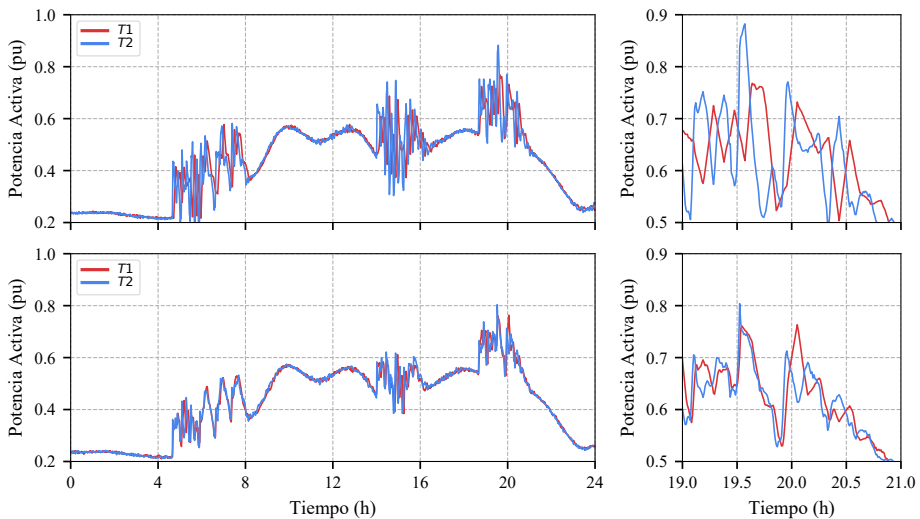


Figura 4.15: Perfil de potencia activa de los transformadores MT/BT T1 y T2 para los casos C1 (con V_{T_j}) y C2

La figura 4.16 muestra el perfil de los flujos de potencia activa a través de los VSCs de la EVCS para el caso de prueba C2. Conociendo que se ha utilizado un criterio negativo para las potencias inyectadas en el nudo y positivo para las potencias absorbidas, claramente se pueden identificar dos períodos diferentes dependiendo de la demanda de la EVCS. En períodos sin carga de VE, la potencia activa de los OLE es casi igual en valor absoluto, existe una ligera diferencia debido a las pérdidas del EVCS. Esto significa que la potencia activa se absorbe desde el subsistema 1 y se inyecta en el subsistema 2, ya que las potencias activas de VSC_1 y VSC_2 son positivas y negativas, respectivamente. Este comportamiento se debe a que el transformador T_2 está más cargado que el T_1 , de acuerdo con los datos del caso de prueba CB que se muestra en la tabla 4.6, y la EVCS equilibra sus cargas. Por otro lado, en aquellos períodos con una alta demanda de VE, 5:30 - 8:35 y 14:30 - 16:30, la potencia activa de ambos VSC es positiva, lo que significa que la carga del EV se comparte entre ellos. También es interesante observar que en el intervalo 19:00 - 20:50 la potencia activa del VSC_2 es la mayor parte del tiempo negativa. Esto significa que, debido al consumo de potencia activa de las cargas de

los nudos N13 y N14 y a pesar de la demanda de la EVCS, la ecualización de los transformadores se logra suministrando la mayor parte de la carga de la EVCS a VSC_1 . Además, la figura 4.16 también evidencia otra diferencia importante entre la EVCS convencional y la propuesta: la primera sólo funciona en caso de carga rápida de EV mientras que en la topología propuesta actúa continuamente para igualar los transformadores. Como resultado, se espera que las pérdidas de potencia de la EVCS sean más altas pero, desde una perspectiva global, las pérdidas totales del sistema se reducen como se muestra en la tabla 4.6. Por lo tanto, se requiere un análisis del modelo de negocio para determinar la viabilidad económica de la propuesta a la compañía suministradora. Por un lado, el propietario de la EVCS proporciona un servicio a un coste adicional, debido a las mayores pérdidas de sus convertidores. Por otro lado, la red se beneficia de este servicio debido a la reducción de las pérdidas y la mejora de la utilización de los activos. Por lo tanto, es posible encontrar un precio para este servicio de ecualización proporcionado por el propietario de la EVCS a la compañía distribuidora de tal manera que ambos obtengan ganancias de la EVCS y su esquema de operación propuesto.

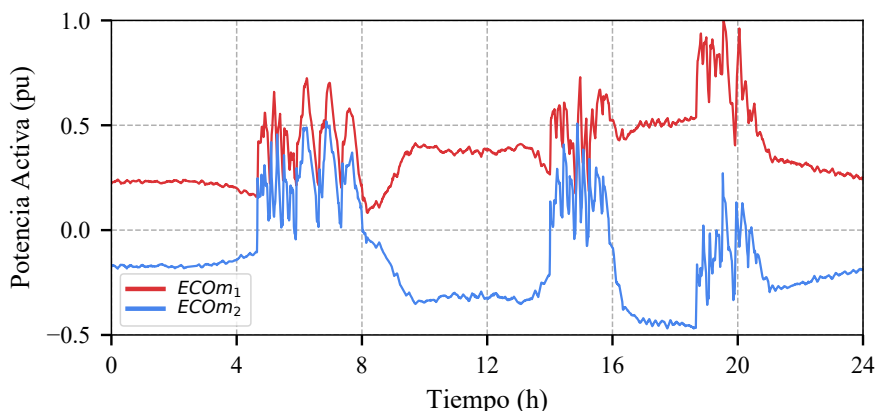


Figura 4.16: Perfiles de potencia activa de la EVCS con multiterminal CC

El segundo objetivo de control del EVCS-MS es proporcionar control de tensiones mediante inyecciones de potencia reactiva en los puntos de conexión de la EVCS. En el CB, las violaciones de tensión exceden más del 5% de las horas del día debido a la potencia demandada por la operación de la EVCS. Abordar esta congestión de red mediante técnicas clásicas de refuerzo de red requerirá la sustitución o la instalación de nuevos activos (transformadores MT/BT o cables). Esta inversión en reforzar la red se evita con la EVCS propuesta como se demuestra en los valores de violación de tensión de la tabla 4.6 (T_{VV}). Estas violaciones de tensión se reducen en los casos C1 y C2 debido a la inyección de potencia reactiva

por parte de los VSC. Sin embargo, la selección de la tensión de referencia tiene una gran influencia en el funcionamiento del sistema, como se puede ver en tabla 4.6. El uso de $0.95V_{rat}$, seleccionada para analizar el funcionamiento cuando la tensión de referencia está por debajo de la tensión BT del CT, mantiene valores de T_{vv} altos porque los VSC de la EVCS absorben potencia reactiva para reducir la tensión de la red a este valor de consigna. Este efecto se refleja en la figura 4.17, que muestra el comportamiento diario de las tensiones nodales N1, N3, N12, N14 para todas los supuestos del caso C1 utilizando gráficas de violín. Volviendo a la tensión de referencia de $0.95V_{rat}$, esta provoca las tensiones diarias más bajas, siendo este efecto más significativo en los nodos N3 y N14, que están lejos del CT y con conexión a la EVCS.

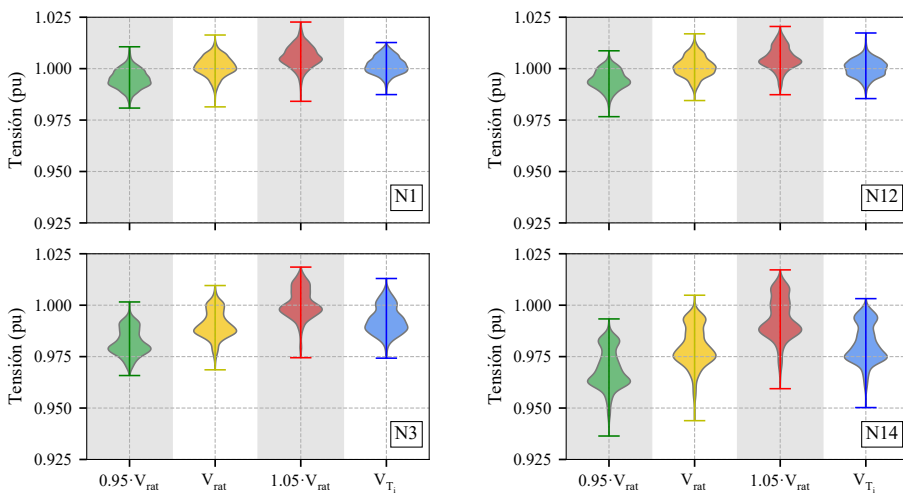


Figura 4.17: Tensiones nodales en el caso C1. Figura derecha: Nudos N1 y N3, alimentados desde T1; Figura izquierda: Nudos N12 y N14, alimentados desde T2

La potencia reactiva inyectada por los VSC en estos nudos se muestra en la figura 4.18. Estas inyecciones son menores que -0.3 por unidad y -0.25 por unidad la mayor parte del día con un valor mínimo de -0.5 por unidad y -0.45 por unidad para el VSC_1 y VSC_2 respectivamente. Por lo tanto, los VSC absorben una gran cantidad de potencia reactiva de la red para establecer la tensión en el valor de referencia de $0.95V_{rat}$. Este gran consumo de potencia reactiva afecta a la carga de los transformadores, como se puede apreciar en los valores de T_{1L} y T_{2L} en la tabla 4.6. Por el contrario, el uso de $1.05V_{rat}$ como tensión de referencia conduce a tensiones dentro de los límites, T_{vv} nulo, porque los VSC de la EVCS inyectan potencia reactiva para aumentar las tensiones. Sin embargo, se debe tener en cuenta que este comportamiento se produce debido a las grandes inyecciones de potencia reactiva que se realizan la mayor parte del día, llegando a ser del turno

del 50% de la potencia nominal del VSC, como se muestra en la figura 4.18. Esto se debe a la configuración de una tensión de referencia más alta que la tensión BT en el CT. El uso de V_{rat} como referencia de tensión da resultados entre los dos casos analizados previamente en términos de tensiones nodales e inyecciones de potencia reactiva. De hecho, los valores de potencia reactiva son positivos y negativos, que indica tanto consumo como generación de la potencia reactiva. Esto se debe a que la tensión BT en el CT varía a lo largo del día con valores entorno a la tensión de referencia. A pesar de esta mejora en los perfiles de tensión con inyecciones de potencia reactiva relativamente bajas, debe mencionarse que las violaciones de tensión siguen apareciendo. Este hecho se ejemplifica en el nudo N14, el cual tiene tensiones por debajo de 0.95 pu, como se muestra en la figura 4.17. Finalmente, los resultados obtenidos usando V_{T_i} como la referencia de tensión revela la idoneidad de esta estrategia. En primer lugar, los perfiles de tensión, que se muestran en la figura 4.17, pone de manifiesto que las tensiones en el caso C3 son menores que en caso C1, entrando estas en los límites regulatorios. En segundo lugar, este funcionamiento mejorado del control de tensión se logra usando inyecciones de potencia reactiva bastante reducidas, que son ligeramente superiores a 0,1 por unidad. Por lo tanto, los VSC de la EVCS tienen más capacidad para gestionar la potencia activa, lo que permite una mayor integración de VE. También es interesante señalar que, a pesar de ser una red BT, la sensibilidad de la tensión con respecto a la inyección de potencia reactiva no es baja, como se muestra en las figuras 4.17 y 4.18. Esto se debe a que el ratio R/X de los cables no es muy alto debido a que se trata de conductores de gran sección.

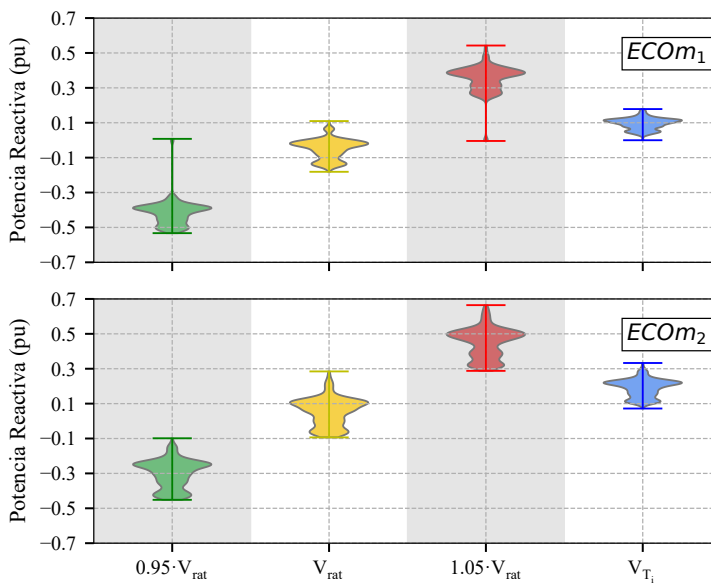


Figura 4.18: Potencia reactiva inyectada por la EVCS en el caso C2

La operación de la EVCS también influye en las pérdidas de energía activa del sistema, principalmente debido a la ecualización de la red. De hecho, las pérdidas de energía se reducen para todas las estrategias consideradas en los casos C1 y C2 con respecto al CB. Además, la dependencia de las pérdidas de energía con respecto a la referencia de tensión de la EVCS es clara: con una tensión de referencia más alta, menores pérdidas de potencia debido a la reducción de los flujos de intensidad de alimentación desde el CT MT/BT. La reducción máxima de las pérdidas de energía se logra con la estrategia C1 ($1.05V_{rat}$), aproximadamente un 69%, mientras que la estrategia C1 ($0.95V_{rat}$) sólo las reduce alrededor del 16%. En los casos de prueba C1 (V_{T_j}) y C2, que utilizan la misma referencia de tensión, los resultados son casi idénticos. Sin embargo, se puede apreciar una leve mejora para el caso C2 debido a la mejor ecualización lograda gracias a la estrategia de control que utiliza la P_{EV} como una señal conocida. Con esta mejora se consigue reducir la E_{n-eq} a su valor mínimo.

También es interesante analizar el rendimiento de la EVCS a través de $EVCS_L$ y $EVCS_{sat}$ dependiendo de la estrategia de control utilizada. La primera conclusión es que la carga de la EVCS aumenta considerablemente cuando la referencia de tensión está lejos de la tensión BT en el CT. Los valores máximos para $EVCS_L$ se obtienen para $0.95V_{rat}$ y $1.05V_{rat}$ debido a las grandes inyecciones de potencia reactiva requeridas para obtener la tensión de referencia. Sin embargo, la saturación de la EVCS es más alta para el caso que usa $0.95V_{rat}$ porque el consumo de energía reactiva reduce la tensión de la EVCS que conduce a una mayor demanda de corriente. Se obtienen resultados similares para el resto de los casos pero, nuevamente, los mejores son los obtenidos en el caso C2 con bajos valores de saturación y carga.

Por lo tanto, y después de analizar el rendimiento de los controladores propuestos a través de los KPI, es posible afirmar que el caso C2 obtiene el mejor rendimiento del sistema teniendo en cuenta la ecualización, la reducción de pérdidas y control de tensión con un uso razonable de los recursos de la EVCS (baja carga con saturaciones reducidas).

Finalmente, también es interesante analizar la sensibilidad del algoritmo de control con respecto a la latencia de las mediciones remotas. Este análisis ha sido estudiado para el caso C2, siendo los KPI obtenidos los que se muestran en la tabla 4.7. Se puede apreciar que la ecualización del transformador se deteriora cuando aumenta la latencia, ya que las referencias se actualizan con menos frecuencia. Este efecto también se muestra en la figura 4.19, que refleja la potencia activa

diaria de los transformadores MT/BT $T1$ y $T2$ y el gráfico de violín de la energía no ecualizada.

$$P'_{n-eg} = \sum_t (P_{T1} - P_{T2}) \cdot t \quad (4.27)$$

Tabla 4.7: Variación en los resultados KPI con latencias de las medidas

KPI		Latencias		
		5 minutos	10 minutos	15 minutos
T1L	(%)	45.05	45.09	45.02
T2L	(%)	45.07	45.00	45.02
En	kWh	75.84	81.12	88.32
	%	93.99	93.57	93.00
Tvv	(%)	0	0	0
Eloss	kWh	222.67	222.75	218.00
	%	57.83	57.81	58.72
EVCSL	(%)	38.33	35.49	35.57
EVCSAT	(%)	0.58	2.30	4.60

De hecho, se pueden encontrar algunas desviaciones incluso en el lento incremento de la carga convencional a las 8:00. Por otro lado, e independientemente de la latencia de la comunicación, las variaciones repentinas de la potencia activa del EVCS no afectan al rendimiento del sistema debido a la introducción de la estrategia con P_{EV} propuesta. Sorprendentemente, las pérdidas de energía del sistema se reducen cuando aumenta la latencia. Esta situación puede ocurrir porque el objetivo del algoritmo de control propuesto es igualar la potencia activa por los transformadores MT/BT en lugar de operar el sistema con pérdidas mínimas. La ecualización de los transformadores MT/BT conduce a un escenario de pérdidas reducidas pero no al mínimo, que se puede obtener exclusivamente mediante la aplicación de un OPF, esto puede verse en la figura 4.20. En esta figura se representa la energía no ecualizada según la ecuación 4.27 en la que no se tiene en cuenta su valor absoluto. En dicha figura se puede observar como los puntos referentes a los resultados experimentales tienen comportamientos diferentes, esto se debe a que si la energía no ecualizada es negativa fluye más energía por el alimentador 2, que tiene mayor longitud y si es positiva fluye por el alimentador 1. Teniendo presente ese comportamiento, se puede ver como en el caso de 10 minutos se tiene una energía no ecualizada mayor, lo que casualmente provoca que se tenga una pérdida parecida al caso de 5 minutos. Por otro lado las pérdidas en el caso de 15 minutos es menor debido a que tiene menos energía no ecualizada aunque

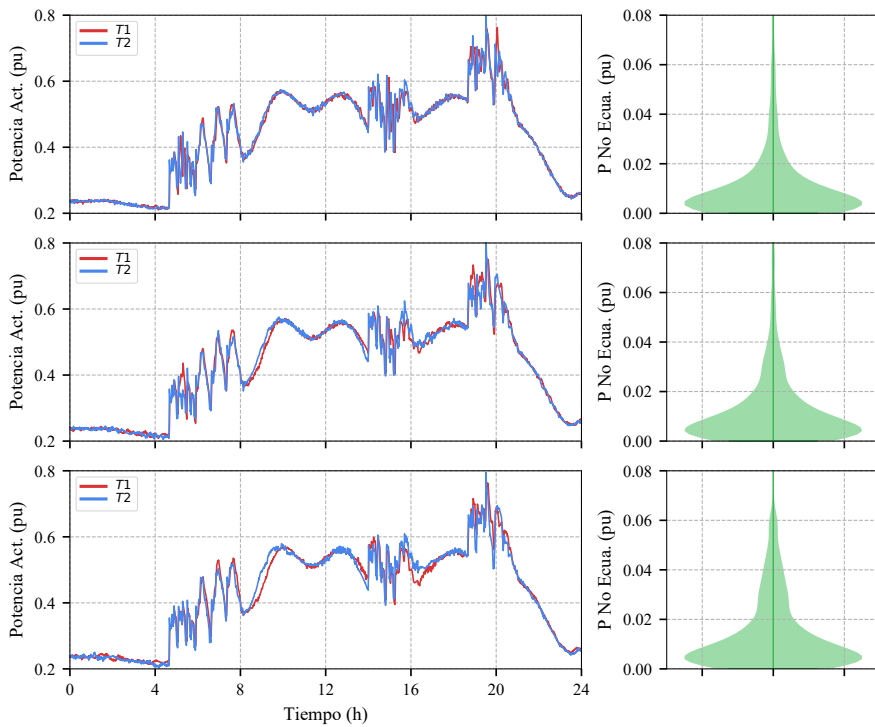


Figura 4.19: Perfil de potencia activa de los transformadores MT/BT T1 y T2 para el caso C2 con diferentes latencias: 5, 10 y 15 minutos

circule más potencia por el alimentador 2. A demás se a simulado un caso con equalización perfecta que da como resultado las menores pérdidas, que tampoco mínimas. Conociendo que el alimentador 2 es mayor que el 1 se puede afirmar que el punto de menores pérdidas debe estar entre el resultado de 10 minutos y el de simulación, dado que en ese tramo fluye más potencia por el alimentador de menos longitud. Sin embargo, la reducida disponibilidad de mediciones en redes BT impide el uso de esta metodología. Alternativamente, la estrategia propuesta se puede integrar fácilmente en entornos de BT pero a costa de un rendimiento subóptimo. Sin embargo, el impacto de la latencia en los KPI globales es bastante reducido en términos de pérdidas de potencia y variaciones de tensión gracias a la estrategia con P_{EV} conocida. Por el contrario, el aumento de la latencia deteriora claramente el rendimiento de la EVCS porque aumenta el porcentaje de tiempo de funcionamiento, cuantificándose este hecho en $EVCS_{sat}$.

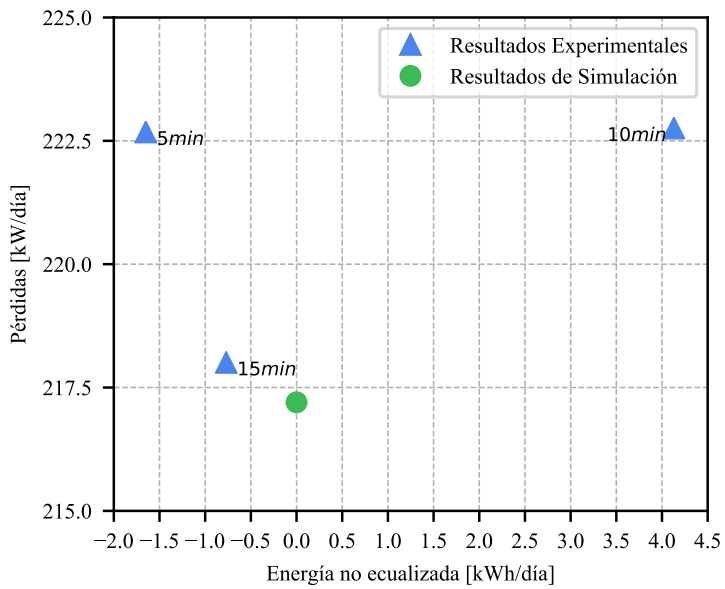


Figura 4.20: Pérdidas con respecto a la energía no ecualizada en resultados experimentales y de simulación

5 Conclusiones y trabajos futuros

Las principales conclusiones de esta tesis doctoral, la participación en los proyectos de investigación y los trabajos futuros se desarrollan en este capítulo.

5.1 Conclusiones generales y principales contribuciones

En esta tesis se han propuesto soluciones a los problemas que están provocando los nuevos elementos de generación y consumo que están integrándose de forma masiva en las redes de distribución MT y BT, como son las RES y los EV. Para ello se han desarrollado diferentes estrategias de control que, además de facilitar la integración de los agentes mencionados, aportan diferentes soluciones que proporcionan un beneficio adicional a la red por la eliminación de las congestiones.

En primer lugar se ha abordado la problemática que concierne a las redes MT. En este sentido se han realizado las siguientes aportaciones:

- Desarrollo de una red a escala de laboratorio para validación experimental del impacto de nuevas tecnologías que permitan la mejorar la integración en redes de distribución de EV y RES. En esta red a escala se ha conseguido emular una red MT en laboratorio con resultados, en por unidad, idénticos a los originales. Además, se ha diseñado teniendo presente cierta flexibilidad en las longitudes de las líneas y se han creado unos dispositivos, OLE, que

son capaces de emular cualquier tipo de carga, eliminando necesidad de disponer de cargas y/o recursos renovables reales para realizar ensayos.

- Gestión centralizada de los siguientes activos de control disponibles en redes MT: 1) OLTC; 2) RES y 3) FL. Se ha diseñado un sistema de control centralizado en el cual se pueden gestionar todos los activos de control que tiene el sistema para optimizar el funcionamiento de la red mediante un OPF.
- Validación experimental en la red a escala de algoritmos de control en MT.

Las aportaciones realizadas para redes de distribución BT:

- Banco de ensayos para validación de una EVCS de carga rápida. Se ha desarrollado un banco de ensayos que implementa una EVCS que es capaz de emular cualquier carga de vehículo eléctrico en redes BT.
- Mallado en redes BT con implantación en una EVCS mediante la modificación topológica de las EVCS de carga rápida. Se ha propuesto que la EVCS no se utilice de forma exclusiva para la carga de los EV dando, además, servicio a la red gestionando un intercambio de potencia activa entre distintos subsistemas para mejor el suministro.
- Algoritmos de control para ecualización de activos aguas arriba de la EVCS. Se ha agregado una nueva funcionalidad a las EVCS para mejorar su implantación en puntos críticos de la red. Esta funcionalidad consiste en ecualizar la potencia activa de los dispositivos aguas arriba para mejorar las pérdidas del sistema. Con esta mejora se consigue la posibilidad de implantar EVCS rápidas en puntos donde la congestión de la red no lo hubiera permitido y gestionando la ecualización de transformadores.
- Aporte de las EVCS al control de tensiones. Dado que las EVCS están integradas mediante dispositivos de electrónica de potencia, estos pueden inyectar potencia reactiva dando un servicio extra en la red BT. En el estudio realizado se ha concluido que el control más adecuado de tensión en el nudo donde se conecta la EVCS se obtiene con la referencia de la tensión que hay en el transformador de cabecera. Esta consigna, aunque no proporciona las menores pérdidas, no crea problemas de saturación por reactiva en los dispositivos de electrónica de potencia, como si ocurre en el caso de poner una consigna de tensión fija.

- Simulación y validación experimental de algoritmos de control en redes BT desarrollados.

5.2 Trabajos futuros

Los trabajos futuros que se proponen como continuación del desarrollo de esta tesis son los siguientes:

- Integración de OPF on-line. Debido a los buenos resultados obtenidos en la integración de un OPF en el SMS una línea de trabajo futuro es la implementación de este sistema de forma on-line. Con esta implementación se deben desarrollar ciertas mejoras en el sistema de comunicación adaptándolo al protocolo de comunicaciones estándar de subestaciones IEC 61850.
- Funcionamiento aislado de la red de distribución a escala. En este sentido es interesante disponer de la posibilidad de operar la red de distribución a escala de forma aislada. Para ello se dispone en el laboratorio de unos generadores síncronos acoplados a motores de inducción que son accionados por variadores de velocidad. El conjunto puede ser controlado por un microcontrolador, para crear un dispositivo capaz de emular cualquier tipo de generación. En este aspecto se puede crear una red aislada gestionada desde el SMS que ofrezca la posibilidad de emular cualquier tipo de carga mediante los OLE y emular cualquier tipo de generación síncrona a través de los generadores asíncronos. Esta propuesta dotaría a la red de distribución a escala de la posibilidad de evaluar la aportación de RES a servicios complementarios de regulación.
- Desarrollo de una red de distribución BT a escala. Debido a que la red de la que se dispone en la actualidad tiene parámetros y ratios R/X adecuados para redes de distribución MT, sería interesante disponer de una red de distribución a escala en BT con la posibilidad de poder operar tanto en sistemas equilibrado como desequilibrado, ya que, las redes BT sufren unos fuertes desequilibrios en ciertos puntos del sistema. Además, sería interesante ahondar en los dispositivos OLE para dotarlos de mayores funcionalidades y mejorar su control. Los dispositivos OLE deberán ser modificados, con respecto a los mencionados en esta tesis, debido a que es necesario tener una topología de 4 hilos para tener la posibilidad de controlar la rama neutro del sistema, dada su operación en desequilibrio.
- Integración de DER en las redes de distribución BT de junto con EVCS de

carga rápida multiterminal. Dado que se ha comprobado los beneficios que se obtienen al disponer de una EVCS multiterminal y teniendo presente que se dispone de un bus de CC común para toda la EVCS, el siguiente paso en la mejora de la integración de RES puede ser la conexión de diferentes DER al bus CC común. Con esto se conseguiría proporcionar nuevos elementos de control al EVCS-MS que podría gestionar recursos renovables para la carga de EV o para verter potencia en la red, generando beneficios añadidos.

- Nuevas topologías de EVCS. La EVCS propuesta tiene la necesidad implícita de gestionar el trasvase de potencia activa entre los alimentadores y la inyección de potencia reactiva a través de la EVCS. Por este motivo es interesante proponer nuevas topologías que puedan gestionar dichas potencias sin necesidad de que sea la EVCS la encargada, pero que sigan dando el servicio de mejora a la red de distribución BT.
- Redes híbridas CA/CC. Hoy en día disponemos de una gran cantidad de dispositivos en nuestro entorno que funcionan con CC, como pueden ser los teléfonos móviles, los dispositivos electrónicos, aires acondicionados, etc. Debido a esto es interesante realizar estudios en la creación de redes híbridas AC/CC utilizando las redes de distribución trifásicas BT que se disponen actualmente. Dado que las redes trifásicas BT están compuestas por cuatro conductores, se podrían utilizar dos de ellos para transportar CC y los restantes para llevar una fase y el neutro de CA y así, poder suministrar ambos tipos de alimentación al usuario. Con ello se eliminarían muchos elementos rectificadores que incluyen actualmente los equipos que se han mencionado y, con ello, se disminuirían las pérdidas, costes y mantenimiento de equipos.

Conclusions and future works

The main conclusions of this doctoral thesis, participation in research projects and future work is developed in this chapter.

5.3 Conclusions and main contributions

In this thesis, the solutions to the problems that the new generation and consumption agents are creating have been proposed. These problems are created by RES and EV due to the massive introduction into the medium and low voltage distribution networks. These solutions are developed through different control strategies that, besides to facilitating the integration of these agents, provide different solutions that provide an additional benefit to the network through the elimination of congestion.

First, the problem concerning Medium voltage networks has been approached. In this sense the following contributions have been made:

- Development of a laboratory scale network for experimental validation. In this network at scale it is possible to see the impact of new technologies that allow to improve the integration in EV and RES distribution networks. It is possible to emulate an medium voltage network, with results, in per unit, identical to the originals. This scale network has been designed with some flexibility in the lengths of the lines and OLE devices have been created, which are capable of emulating any type of load, eliminating the need for

real renewable resources and/or loads.

- Centralized management of control assets available in MT networks: 1) On-Load Tap Charger; 2) Renewable Energy Sources and 3) Flexible Link. A centralized control system that manages all control assets has been designed. This control has an OPF to optimize the operation of the network.
- Experimental validation in the network at the scale of control algorithms in medium voltage network.

Contributions in low voltage distribution networks:

- Test bench for validation of a fast charging station of electric vehicle. A test bench has been developed that implements an electric vehicle charging station that is capable of emulating any electric vehicle load in low voltage networks.
- Interconnection in low voltage networks with implantation in an electric vehicle charging station by topological modification of the fast charging stations of electric vehicle. It has been proposed that the electric vehicle charging station should not be used exclusively for charging electric vehicles, also providing service to the network by managing an active power exchange between different subsystems to improve the network.
- Control algorithms for equalization of assets upstream of the electric vehicle charging station. A new functionality has been added to electric vehicle charging stations to improve their implementation at critical points in the network. This functionality consists of equalizing the active power of the upstream devices to improve system losses. With this improvement, the possibility of implementing fast charging stations of electric vehicles at points where the congestion of the network would not have allowed it and managing the equalization of transformers is achieved.
- Contribution of electric vehicle charging stations to voltage control. The electric vehicle charging stations are integrated through power electronics devices, these devices can provide reactive power by creating an extra service in the low voltage network. The conclusion obtained in this doctoral thesis, for the voltage reference, is that the best option is to use the head voltage. This reference is used at the connection point of the charging station. This reference, although it does not provide the lowest losses, does not cause reactive saturation problems in power electronics devices, a problem that does occur in the case of setting a fixed voltage reference.

- Simulation and experimental validation of control algorithms in developed low voltage networks.

5.4 Future works

The future works that are proposed as a continuation of the development of this thesis are the following:

- Integration of an online OPF. Due to the good results obtained in the integration of an OPF in centralized control, a future line of work is the implementation of this system online. This implementation should be developed by adapting it to the standard substation communications protocol, IEC 61850.
- Isolated operation of the scale distribution network. It is interesting to have the possibility of operating the scale distribution network in isolated mode. For this purpose, synchronous generators coupled to induction motors that are driven by variable speed drives are available in the laboratory. These devices can be controlled by a microcontroller to create a device capable of emulating any type of generation. This proposal would provide the distribution network at scale with the possibility of evaluating the contribution of RES to complementary regulatory services.
- Development of a low voltage distribution network at scale. Because the current scale network has adequate parameters and ratios R/X for medium voltage distribution networks, it would be interesting to have a low voltage scale distribution network. Besides, you should be able to operate in balanced and unbalanced systems, since low-voltage networks have strong imbalances. On the other hand, it would be interesting to improve OLE devices to provide them with other functionalities and improve its control. The OLE devices must be modified, with respect to those mentioned in this thesis, because it is necessary to have a 4-wire topology to have the possibility of controlling the neutral branch of the system, given its unbalanced operation.
- Integration of distributed energy resources in low voltage distribution networks with fast charging stations of electric vehicles. Due to the benefits obtained by having an electric vehicle charging station proposed in this thesis, and by having a common DC bus, the next step would be the integration of renewable resources into the DC bus. In this case, new controllable

elements are added to the centralized control. These renewable resources could charge the electric vehicle or provide power in the network.

- New topologies of electric vehicle charging stations. The proposed electric vehicle charging station has the implicit need to manage the transfer of active power between the feeders and the injection of reactive power through the charging station. For this reason it is interesting to propose new topologies that can manage these powers without needing to be the charging station. It is important to maintain the additional services that have been raised in the low voltage network.
- Hybrid networks AC/DC. Nowadays we have a large number of devices in our environment that work with DC, such as mobile phones, electronic devices, air conditioners, etc. Because of this, it is interesting to conduct studies on the creation of hybrid AC/ DC networks using the three-phase low-voltage distribution networks that are currently available. Three-phase low-voltage networks are composed of four conductors, two of them could be used to transport DC and the remaining ones to carry a phase and AC neutral. With this configuration it is possible to supply both types of power to the consumer. With this solution it is possible to eliminate many rectifying elements and reduce losses, costs and maintenance of equipment.

Índice de Figuras

1.1	Evolución mundial de la generación de energía eléctrica entre tecnologías renovable y no renovable.	2
1.2	Porcentaje de generación de energía eléctrica por tipos de tecnologías en el mundo. a) Año 2007; b) Año 2016	2
1.3	Comparación nacional de la generación de energía electricidad entre tecnologías renovable y no renovable	3
1.4	Porcentaje de generación de energía eléctrica por tipos de tecnologías en España. a) Año 2007; b) Año 2016	4
1.5	Esquema simplificado de la red utilizada en los trabajos anteriores	8
2.1	Esquema unifilar de la red MT con alta penetración de RES propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02	16
2.2	Perfiles de potencia activa consumida en la red de distribución de la CIGRE Task Force C06.04.02	17
2.3	Perfiles de potencia activa generada en la red de distribución de la CIGRE Task Force C06.04.02. Arriba: Generación Eólica y Batería; Abajo: Generación Fotovoltaica, Diésel y por Célula de Combustible	17
2.4	Esquema de conexión de las impedancias de la red a escala	19
2.5	Fotografía de las impedancias de la red a escala	19
2.6	Esquema de conexión de los buses de CC en la red a escala	21
2.7	Fotografía de un armario eléctrico con dos OLEs implementados	21
2.8	Fotografía del OLTC de la red de distribución a escala	22
2.9	Esquema de control y comunicaciones de la red a escala	23
2.10	Herramienta para la creación de los perfiles en cada nudo. a) Ventana para los perfiles totales de la red; b) Ventana para el reparto en cada nudo	24

2.11	Fotografía de la plataforma de control en tiempo real utilizada para ejecutar el RTCS	24
2.12	Fotografía de la red a escala montada en el laboratorio	25
2.13	Perfiles de potencia activa de consigna y potencia activa medida en los OLEs conectados al nudo N6 y N7. Arriba: Perfil de consumo; Abajo: Perfil de generación	26
3.1	Esquema de conexión de los buses de CC en la red a escala mejorada	35
3.2	Esquema de control y comunicaciones de la red a escala mejorada	36
3.3	Perfiles de potencia activa y reactiva agregadas en la red de propuesta por la CIGRE Task Force C06.02.04. Arriba: Perfiles de carga en ambos subsistemas; Abajo: Perfiles de generación renovable	38
3.4	Perfil de tensión e intensidad obtenidos de simulaciones en la red de CIGRE. Arriba: Tensión en el nudo N6 para los casos S1,S2 y S3; Abajo: Corriente en el alimentador del subsistema 1	39
3.5	Cambios de toma realizados en los casos S1, S2 y S3. Arriba: Toma del transformador del subsistema 1; Abajo: Toma del transformador del subsistema 2	40
3.6	Perfil de potencia reactiva inyectada por las RES en los casos S1, S2 y S3	41
3.7	Perfil de potencia del FL (caso S3). Arriba: Potencia activa trasvasada entre los subsistemas; Centro: Potencia reactiva inyectada en el nudo N8; Abajo: Potencia reactiva inyectada en el nudo N14	42
3.8	Perfil de pérdidas en los casos de simulación S1, S2 y S3	43
3.9	Perfiles de potencia para los ensayos experimentales. Arriba: Potencia activa y reactiva de las cargas en ambos subsistemas; Abajo: Potencia activa de la de generación renovable	46
3.10	Potencia reactiva inyectada en los casos C3 y C4 en los nudos N3 y N8	47
3.11	Perfil de potencia reactiva suministrada por la subestación de cabecera en los diferentes casos de estudio	47
3.12	Perfiles de potencia activa y reactiva suministrados por el FL. Figura superior: Perfiles del OLE_1 ; Figura inferior: Perfiles del OLE_2	48
3.13	Tensiones nodales para los casos de estudio en los nudos N3, N6, N8 y N14	50
3.14	Posición de la toma del transformador para cada caso de estudio	50
3.15	Corriente en la subestación de cabecera para los diferentes casos de estudio	51
4.1	Esquema unifilar del Sistema de distribución en BT con EVCS: a) EVCS convencional; b) EVCS multiterminal propuesta	56

4.2	Esquema de la arquitectura de control del EVCS-MS	59
4.3	Esquema del lazo de control de potencia activa del EVCS-MS para M transformadores	60
4.4	Esquema unifilar Banco de ensayos para simulación de EVCS: Figura superior: EVCS convencional; Figura inferior: EVCS con multiterminal	67
4.5	Perfiles de carga en cabecera de los transformadores. Figura Superior: Potencia activa suministrada por la subestación; Figura Inferior: Potencia reactiva suministrada por la subestación	68
4.6	Perfiles de carga de Los EVs conectados a la ECVE. Arriba: Potencia activa en los cargadores de EV en los nudos N11 y N12; Abajo: Potencia activa en los cargadores de EV en los nudos N13 y N14	68
4.7	Perfiles de potencia activa por los transformadores. Figura Superior: No ecualización en el caso base; Figura Inferior: Ecualización con la EVCS multiterminal	69
4.8	Perfiles de potencia activa de los VSCs conectados a la EVCS multiterminal	69
4.9	Esquema unifilar Banco de ensayos para validación experimental. Figura derecha: EVCS convencional; Figura izquierda: EVCS con multiterminal	73
4.10	Fotografía del banco de ensayos para pruebas con EVCS	73
4.11	Perfiles de potencia activa y reactiva consumidos en la red. Figura superior: Nudos N2 y N13; Figura inferior: Nudo N14	75
4.12	Perfiles de carga de dos tipos de EV utilizados.	76
4.13	Esquema horario de utilización de la ECVS con la conexión de Los EVs a los diferentes cargadores disponibles	76
4.14	Perfiles de carga de la EVCS. Arriba: Puntos de carga 1 y 2 agregados en el nudo N3; Centro:Puntos de carga 3 y 4 agregados en el nudo N14; Abajo: Perfil de potencia total de EVCS	77
4.15	Perfil de potencia activa de los transformadores MT/BT T1 y T2 para los casos C1 (con V_{T_j}) y C2	79
4.16	Perfiles de potencia activa de la EVCS con multiterminal CC	80
4.17	Tensiones nodales en el caso C1. Figura derecha: Nudos N1 y N3, alimentados desde T1; Figura izquierda: Nudos N12 y N14, alimentados desde T2	81
4.18	Potencia reactiva inyectada por la EVCS en el caso C2	82
4.19	Perfil de potencia activa de los transformadores MT/BT T1 y T2 para el caso C2 con diferentes latencias: 5, 10 y 15 minutos	85
4.20	Pérdidas con respecto a la energía no ecualizada en resultados experimentales y de simulación	86

Índice de Tablas

1.1	Parque móvil de vehículos eléctricos en diferentes países (en miles de vehículos) [5]	6
2.1	Valores de las resistencias y reactancias de cada rama en la red original propuesta por la CIGRE Task Force C06.04.02	16
2.2	Valores de las resistencias y reactancias de cada línea en la red a escala con configuración en paralelo	18
2.3	Comparativa de los resultados del ensayo estático para un cuarto de carga	28
2.4	Comparativa de los resultados del ensayo estático para media carga	29
2.5	Comparativa de los resultados del ensayo estático para tres cuartos de carga	29
2.6	Clasificación de los ensayos dinámicos	30
2.7	Comparativa de los resultados de los ensayos dinámicos	31
3.1	Energía de pérdidas totales en un día completo obtenidas en los casos S1, S2 y S3	42
3.2	Definición de los casos de estudio para los ensayos experimentales	43
3.3	Resultados obtenidos en los ensayos experimentales evaluados con los KPI	45
3.4	Máxima potencia reactiva inyectada por las RES en los casos C3 y C4	48
4.1	Ganancias del controlador para las diferentes latencias de comunicación 5, 10 y 15 minutos	65
4.2	Relación de conexión entre los VSC de los cargadores rápidos de la EVCS y los nudos de la red de distribución	69

4.3	Parámetros nominales de los transformadores MT/BT en el sistema de distribución real y escalado	74
4.4	Valores de resistencias y reactancias de cada rama en el sistema real y escalado	74
4.5	Parámetros nominales de los puntos de carga rápida para la EVCS	75
4.6	Resultados obtenidos en los ensayos experimentales evaluados mediante los KPI	78
4.7	Variación en los resultados KPI con latencias de las medidas	84

Bibliografía

- [1] J. M. Guerrero, F. Blaabjerg, T. Zhelev, K. Hemmes, E. Monmasson, S. Jemei, M. P. Comech, R. Granadino, and J. I. Frau. Distributed Generation: Toward a New Energy Paradigm. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 4(1):52–64, March 2010.
- [2] Ignacio. Pérez-Arriaga and Christopher Knittel. Utility of the Future. An MIT Energy Initiative response. Technical report, Massachusetts Institute of Technology, 2016.
- [3] Marie-Noel Bruné Drisse, Fiona Goldizen, and Heather Adair-Rohani. *Atlas on children’s health and the environment*. World Health Organization 2017, 2017.
- [4] Protocolo de kyoto de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>, 1997.
- [5] International Energy Agency. Global EV Outlook 2018: Towards cross-modal electrification. *Clean Energy Ministerial*, 2018.
- [6] Red Eléctrica de España. <https://www.ree.es/>, 2019.
- [7] V. Calderaro, V. Galdi, F. Lamberti, and A. Piccolo. A Smart Strategy for Voltage Control Ancillary Service in Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1):494–502, 2015.
- [8] Power Distribution Planning Reference Book, Second Edition, March 2004.

-
- [9] P. P. Barker and R. W. De Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. In *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, volume 3, pages 1645–1656 vol. 3, 2000.
- [10] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, and L. A. Kojovic. Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(3):1636–1644, July 2008.
- [11] Assessing the impact of low carbon technologies on Great Britain’s power distribution networks, August 2012.
- [12] Wolf Peter Schill and Clemens Gerbaulet. Power system impacts of electric vehicles in Germany: Charging with coal or renewables? *Applied Energy*, 156:185–196, 2015.
- [13] Philipp Hanemann, Marika Behnert, and Thomas Bruckner. Effects of electric vehicle charging strategies on the German power system. *Applied Energy*, 203:608–622, 2017.
- [14] J. A. P. Lopes, F. J. Soares, and P. M. R. Almeida. Integration of electric vehicles in the electric power system. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):168–183, Jan 2011.
- [15] R. Vicini, O. Micheloud, H. Kumar, and A. Kwasinski. Transformer and home energy management systems to lessen electrical vehicle impact on the grid. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 6(12):1202–1208, December 2012.
- [16] D. Hall, N. Lutsey. *Emerging best practices for electric vehicle charging infrastructure*. The International Council on Clean Transportation, 2017.
- [17] F. Nuñez-Hernandez A. Arcos-Vargas, J.M. Maza-Ortega. *Proposals for the deployment of e-mobility: identified barriers and actions to be taken (in Spanish)*. Royal Academy of Engineering of Spain, 2018.
- [18] A. Gómez-Expósito, A. Arcos-Vargas, J. M. Maza-Ortega, J. A. Rosendo-Macías, G. Alvarez-Cordero, S. Carillo-Aparicio, J. González-Lara, D. Morales-Wagner, and T. González-García. City-friendly smart network technologies and infrastructures: The spanish experience. *Proceedings of the IEEE*, 106(4):626–660, April 2018.

-
- [19] Manuel Barragán Villarejo. *Control Activo de Flujos de Potencia en Redes de Distribución*. PhD thesis, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2014.
- [20] J. M. Maza-Ortega, M. Barragán-Villarejo, F. de Paula García-López, J. Jiménez, J. M. Mauricio, L. Alvarado-Barrios, and A. Gómez-Expósito. A Multi-Platform Lab for Teaching and Research in Active Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4861–4870, November 2017.
- [21] Francisco de Paula García-López, Manuel Barragán-Villarejo, Alejandro Marano-Marcolini, José María Maza-Ortega, and José Luis Martínez-Ramos. Experimental assessment of a centralised controller for high-res active distribution networks. *Energies*, 11(12), 2018.
- [22] F. P. García-López, M. Barragán-Villarejo, J. M. Maza-Ortega, and A. Gómez-Expósito. Multiterminal electrical charging station for lv networks. In *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, pages 1–5, June 2015.
- [23] Francisco de Paula García-López, Manuel Barragán-Villarejo, and José María Maza-Ortega. Grid-friendly integration of electric vehicle fast charging station based on multiterminal dc link. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 114:105341, 2020.
- [24] F. Li, W. Qiao, H. Sun, H. Wan, J. Wang, Y. Xia, Z. Xu, and P. Zhang. Smart transmission grid: Vision and framework. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2):168–177, Sep. 2010.
- [25] Consolidated view of the etp smartgrids on research, development and demonstration needs in the horizon 2020 work programme 2016-2017, 2015.
- [26] Overview of national and regional smartgrids initiatives around europe, 2015.
- [27] The future of the grid evolving to meet america’s needs - final report: An industry-driven vision of the 2030 grid and recommendations for a path forward, 2014.
- [28] Zhao Xu, Yusheng Xue, and Kit Po Wong. Recent advancements on smart grids in china. *Electric Power Components and Systems*, 42(3-4):251–261, 2014.
- [29] A. Pulakka, P. Tallinen, T. Keikko, V. Maksimainen, S. Kuusiluoma, P. Trygg, and L. Korpinen. Simulation of resonance in a small-scale network labora-

- tory. In *PowerCon 2000. 2000 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.00EX409)*, volume 3, pages 1635–1639 vol.3, Dec 2000.
- [30] S. P. Carullo and C. O. Nwankpa. Interconnected power systems laboratory: a computer automated instructional facility for power system experiments. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2):215–222, May 2002.
- [31] Xiaoguang Yang, C. Bruni, D. Cheung, Yiming Mao, G. Sokol, K. Miu, and C. Nwankpa. Setup of rdac-a reconfigurable distribution automation and control laboratory. In *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, volume 3, pages 1524–1529 vol.3, July 2001.
- [32] Xiaoguang Yang, S. P. Carullo, K. Miu, and C. O. Nwankpa. Reconfigurable distribution automation and control laboratory: multiphase, radial power flow experiment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3):1207–1214, Aug 2005.
- [33] T. W. Gedra, Seungwon An, Q. H. Arsalan, and S. Ray. Unified power engineering laboratory for electromechanical energy conversion, power electronics, and power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1):112–119, Feb 2004.
- [34] C. Yanbo, R. Jingding, and L. Kun. Construction of multi-energy micro-grid laboratory. In *2011 4th International Conference on Power Electronics Systems and Applications*, pages 1–5, June 2011.
- [35] A. S. Deese. Development of smart electric power system (seps) laboratory for advanced research and undergraduate education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3):1279–1287, May 2015.
- [36] M. Cheah-Mane, O. D. Adeuyi, J. Liang, and N. Jenkins. A scaling method for a multi-terminal dc experimental test rig. In *2015 17th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'15 ECCE-Europe)*, pages 1–9, Sep. 2015.
- [37] CIGRE. Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources, 2019.
- [38] Manuel Nieves Portana. *Diseño de filtro de acoplamiento para convertidores en fuente de tensión aplicaciones en la calidad de onda*. PhD thesis, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2010.

-
- [39] A. Bezzolato, M. S. Carmeli, L. Frosio, G. Marchegiani, and M. Mauri. Reduction of high frequency zero sequence harmonics in parallel connected pv-inverters. In *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications*, pages 1–10, Aug 2011.
- [40] M Nieves-Portana, M Barragán-Villarejo, J.M. Maza-Ortega, and J.M. Mauricio-Ferramola. Reduction of zero sequence components in three-phase transformerless multiterminal dc link based on voltage source converters. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pages 1206–1211, 03 2013.
- [41] Francisco de Paula García López. *Diseño, control, simulación y montaje de un convertidor en fuente de tensión*. PhD thesis, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2013.
- [42] E. Romero-Ramos, A. Gomez-Exposito, A. Marano-Marcolini, J. M. Maza-Ortega, and J. I. Martinez-Ramos. Assessing the loadability of active distribution networks in the presence of dc controllable links. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 5(11):1105–1113, Nov 2011.
- [43] M. Barragan-Villarejo, A. Marano, F. P. García-López, J. M. Mauricio, and J. M. Maza-Ortega. Coordinated control of distributed energy resources and flexible links in active distribution networks. In *International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015)*, pages 1–6, Oct 2015.
- [44] M. Liserre, F. Blaabjerg, and S. Hansen. Design and control of an lcl-filter-based three-phase active rectifier. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41(5):1281–1291, Sep. 2005.
- [45] L. Pieltain Fernandez, T. Gomez San Roman, R. Cossent, C. Mateo Domingo, and P. Frias. Assessment of the impact of plug-in electric vehicles on distribution networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):206–213, Feb 2011.
- [46] S. F. Abdelsamad, W. G. Morsi, and T. S. Sidhu. Optimal secondary distribution system design considering plug-in electric vehicles. *Electric Power Systems Research*, 130:266–276, 2016.
- [47] Hamid Simorgh, Hasan Doagou-mojarrad, Hadi Razmi, and Gevork B Gharhpetian. Cost-based optimal siting and sizing of electric vehicle charging stations considering demand response programmes. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 12:1712–1720, 2018.
- [48] Yue Xiang, Junyong Liu, and Yong Liu. Optimal active distribution system

- management considering aggregated plug-in electric vehicles. *Electric Power Systems Research*, 131:105–115, 2016.
- [49] Hao Xu, Shihong Miao, Chunyong Zhang, and Dongyuan Shi. Optimal placement of charging infrastructures for large-scale integration of pure electric vehicles into grid. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 53(1):159–165, 2013.
- [50] Pilar Meneses de Quevedo, Gregorio Munoz-Delgado, and Javier Contreras. Impact of Electric Vehicles on the Expansion Planning of Distribution Systems considering Renewable Energy, Storage and Charging Stations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 10(c):794–804, 2019.
- [51] Nataly Bañol Arias, John F. Franco, Marina Lavorato, and Rubén Romero. Metaheuristic optimization algorithms for the optimal coordination of plug-in electric vehicle charging in distribution systems with distributed generation. *Electric Power Systems Research*, 142:351–361, 2017.
- [52] G. R. Bharati and S. Paudyal. Coordinated control of distribution grid and electric vehicle loads. *Electric Power Systems Research*, 140:761–768, 2016.
- [53] Amany El-Zonkoly and Leandro Dos Santos Coelho. Optimal allocation, sizing of PHEV parking lots in distribution system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 67:472–477, 2015.
- [54] Masoud Esmaili and Ali Goldoust. Multi-objective optimal charging of plug-in electric vehicles in unbalanced distribution networks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 73:644–652, 2015.
- [55] Somayeh Hajforoosh, Mohammad A.S. Masoum, and Syed M. Islam. Online optimal variable charge-rate coordination of plug-in electric vehicles to maximize customer satisfaction and improve grid performance. *Electric Power Systems Research*, 141:407–420, 2016.
- [56] Chunyan Li, Rongsheng Zhao, Dong Wang, Wenyue Cai, Changqing Yu, Yingzhong Gu, and Qian Zhang. Optimal spatio-temporal scheduling for Electric Vehicles and Load Aggregators considering response reliability. *Electric Power Systems Research*, 162(May):183–193, 2018.
- [57] M. A. López, S. De La Torre, S. Martín, and J. A. Aguado. Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:689–698, 2015.

-
- [58] F. J. Soares, P. M. Rocha Almeida, and J. A. Peças Lopes. Quasi-real-time management of Electric Vehicles charging. *Electric Power Systems Research*, 108:293–303, 2014.
- [59] Y. Shi, H. D. Tuan, A. V. Savkin, T. Q. Duong, and H. V. Poor. Model Predictive Control for Smart Grids with Multiple Electric-Vehicle Charging Stations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3053(c):1–10, 2018.
- [60] S. Muhammad Bagher Sadati, Jamal Moshtagh, Miadreza Shafie-khah, and João P.S. Catalão. Smart distribution system operational scheduling considering electric vehicle parking lot and demand response programs. *Electric Power Systems Research*, 160:404–418, 2018.
- [61] D. Q. Oliveira, A. C. Zambroni De Souza, and L. F.N. Delboni. Optimal plug-in hybrid electric vehicles recharge in distribution power systems. *Electric Power Systems Research*, 98:77–85, 2013.
- [62] Carlos Sabillon, John F. Franco, Marcos J. Rider, and Rubén Romero. Joint optimal operation of photovoltaic units and electric vehicles in residential networks with storage systems: A dynamic scheduling method. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 103(May):136–145, 2018.
- [63] Khawaja Khalid Mehmood, Saad Ullah Khan, Soon Jeong Lee, Zunaib Maqsood Haider, Muhammad Kashif Rafique, and Chul Hwan Kim. A real-time optimal coordination scheme for the voltage regulation of a distribution network including an OLTC, capacitor banks, and multiple distributed energy resources. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 94:1–14, 2018.
- [64] A. Marano-Marcolini, M. Barragan Villarejo, A. Fragkioudaki, J. M. Maza-Ortega, E. Romero Ramos, A. de la Villa Jaén, and C. Carmona Delgado. Dc link operation in smart distribution systems with communication interruptions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(6):2962–2970, Nov 2016.
- [65] E. L. Karfopoulos and N. D. Hatziaargyriou. A multi-agent system for controlled charging of a large population of electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1196–1204, May 2013.
- [66] Iñaki Grau Unda, Panagiotis Papadopoulos, Spyros Skarvelis-Kazakos, Liana M. Cipcigan, Nick Jenkins, and Eduardo Zabala. Management of electric vehicle battery charging in distribution networks with multi-agent systems. *Electric Power Systems Research*, 110:172–179, 2014.

- [67] Junjie Hu, Hugo Morais, Morten Lind, and Henrik W. Bindner. Multi-agent based modeling for electric vehicle integration in a distribution network operation. *Electric Power Systems Research*, 136:341–351, 2016.
- [68] Lu Wang, Suleiman Sharkh, and Andy Chipperfield. Optimal decentralized coordination of electric vehicles and renewable generators in a distribution network using Asearch. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 98(June 2017):474–487, 2018.
- [69] Tianxiang Jiang, Ghanim Putrus, Zhiwei Gao, Matteo Conti, Steve McDonald, and Gillian Lacey. Development of a decentralized smart charge controller for electric vehicles. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 61:355–370, 2014.
- [70] R. Jalilzadeh Hamidi and H. Livani. Myopic real-time decentralized charging management of plug-in hybrid electric vehicles. *Electric Power Systems Research*, 143:522–532, 2017.
- [71] John Edisson Cardona, Juan Camilo López, and Marcos J. Rider. Decentralized electric vehicles charging coordination using only local voltage magnitude measurements. *Electric Power Systems Research*, 161:139–151, 2018.
- [72] Y. Cao, S. Tang, C. Li, P. Zhang, Y. Tan, Z. Zhang, and J. Li. An optimized ev charging model considering tou price and soc curve. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1):388–393, March 2012.
- [73] Niamh O’Connell, Qiuwei Wu, Jacob Østergaard, Arne Hejde Nielsen, Seung Tae Cha, and Yi Ding. Day-ahead tariffs for the alleviation of distribution grid congestion from electric vehicles. *Electric Power Systems Research*, 92:106–114, 2012.
- [74] Xingping Zhang, Yanni Liang, and Wenfeng Liu. Pricing model for the charging of electric vehicles based on system dynamics in Beijing. *Energy*, 119:218–234, 2017.
- [75] Sanzhong Bai and Srdjan M. Lukic. Unified active filter and energy storage system for an MW electric vehicle charging station. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(12):5793–5803, 2013.
- [76] Jing Shi, Yang Liu, Yuejin Tang, and Jiayi Deng. Application of a hybrid energy storage system in the fast charging station of electric vehicles. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 10(4):1092–1097, 2016.

-
- [77] Sebastian Rivera and Bin Wu. Electric Vehicle Charging Station with an Energy Storage Stage for DC Bus Voltage Balancing. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 32(c):2376–2386, 2017.
- [78] Woongsup Lee, Lin Xiang, Robert Schober, and Vincent W. S. Wong. Electric Vehicle Charging Stations With Renewable Power Generators: A Game Theoretical Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 6(2):608–617, 2015.
- [79] Ratil H. Ashique, Zainal Salam, Mohd Junaidi Bin Abdul Aziz, and Abdul Rauf Bhatti. Integrated photovoltaic-grid dc fast charging system for electric vehicle: A review of the architecture and control. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(October 2016):1243–1257, 2017.
- [80] Fakeha Sehar, Manisa Pipattanasomporn, and Saifur Rahman. Coordinated control of building loads, PVs and ice storage to absorb PEV penetrations. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 95:394–404, 2018.
- [81] Giovanni Angrisani, Michele Canelli, Carlo Roselli, and Maurizio Sasso. Integration between electric vehicle charging and micro-cogeneration system. *Energy Conversion and Management*, 98:115–126, 2015.
- [82] G. R. Chandra Mouli, P. Bauer, and M. Zeman. System design for a solar powered electric vehicle charging station for workplaces. *Applied Energy*, 168:434–443, 2016.
- [83] Abdul Rauf Bhatti and Zainal Salam. A rule-based energy management scheme for uninterrupted electric vehicles charging at constant price using photovoltaic-grid system. *Renewable Energy*, 125:384–400, 2018.
- [84] Pablo García-Triviño, Juan P. Torreglosa, Luis M. Fernández-Ramírez, and Francisco Jurado. Control and operation of power sources in a medium-voltage direct-current microgrid for an electric vehicle fast charging station with a photovoltaic and a battery energy storage system. *Energy*, 115:38–48, 2016.
- [85] Jia Ying Yong, Vigna K. Ramachandaramurthy, Kang Miao Tan, and N. Mithulananthan. Bi-directional electric vehicle fast charging station with novel reactive power compensation for voltage regulation. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 64:300–310, 2015.
- [86] Kejun Qian, Chengke Zhou, and Yue Yuan. Impacts of high penetration level of fully electric vehicles charging loads on the thermal ageing of power

transformers. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 65:102–112, 2015.

- [87] R. Yazdani, A. and Iravani. *Voltage-Sourced Converters in Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2010.
- [88] A. Bidram and A. Davoudi. Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1963–1976, Dec 2012.
- [89] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans. A voltage and frequency droop control method for parallel inverters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22(4):1107–1115, July 2007.
- [90] Cristina Carmona-Delgado, Esther Romero-Ramos, and Jesús Riquelme-Santos. Fast and reliable distribution load and state estimator. *Electric Power Systems Research*, 101:110–124, August 2013.
- [91] S. Rajagopalan, A. Maitra, J. Halliwell, M. Davis, and M. Duvall. Fast charging: An in-depth look at market penetration, charging characteristics, and advanced technologies. In *2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27)*, pages 1–11, Nov 2013.

Publicaciones relevantes

- F. P. García-López, M. Barragán-Villarejo, J. M. Maza-Ortega, and A. Gómez-Expósito. Multiterminal electrical charging station for lv networks. In 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, pages 1–5, June 2015.
- M. Barragan-Villarejo, A. Marano, F. P. García-López, J. M. Mauricio, and J. M. Maza-Ortega. Coordinated control of distributed energy resources and flexible links in active distribution networks. In International Conference on Renewable Power Generation (RPG 2015), pages 1–6, Oct 2015.
- J. M. Maza-Ortega, M. Barragán-Villarejo, F. de Paula García-López, J. Jiménez, J. M. Mauricio, L. Alvarado-Barrios, and A. Gómez-Expósito. A Multi-Platform Lab for Teaching and Research in Active Distribution Networks. IEEE Transactions on Power Systems, 32(6):4861–4870, November 2017.
- Francisco de Paula García-López, Manuel Barragán-Villarejo, Alejandro Marano-Marcolini, José María Maza-Ortega, and José Luis Martínez-Ramos. Experimental assessment of a centralised controller for high-res active distribution networks. Energies, 11(12), 2018.
- Francisco de Paula García-López, Manuel Barragán-Villarejo, José María Maza-Ortega. Grid-friendly Integration of Electric Vehicle Fast Charging Station based on Multiterminal DC link, International Journal of Electrical Power & Energy Systems.

