

Trabajo Fin de Máster

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Provisión de servicios auxiliares mediante recursos energéticos distribuidos en redes de distribución: Validación experimental

Autor: Darío Gavira Pero

Tutor: Manuel Barragán Villarejo,

José María Maza Ortega

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

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Máster
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Provisión de servicios auxiliares mediante
recursos energéticos distribuidos en redes de
distribución: Validación experimental**

Autor:

Darío Gavira Pero

Tutor:

Manuel Barragán Villarejo,
José María Maza Ortega

Profesor Contratado Doctor,
Profesor Titular de Universidad

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

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Máster: Provisión de servicios auxiliares mediante recursos energéticos distribuidos en redes de distribución: Validación experimental

Autor: Darío Gavira Pero
Tutor: Manuel Barragán Villarejo,
José María Maza Ortega

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

Dedicado a los que están, a los que estuvieron y a los que estarán.

Darío Gavira Pero
Sevilla, 2021

Resumen

El objeto del presente trabajo es analizar a nivel experimental los algoritmos de control propuestos en el proyecto europeo EASY-RES, donde se proponen estrategias de control que suministren servicios auxiliares desde plantas de generación renovable. Para ello, se empleará una red de baja tensión a escala que modele una red radial con diversos nodos de generación y consumo. Por tanto, se busca un doble propósito: la validación de los algoritmos que aporten servicios auxiliares a la red eléctrica, que, a su vez, será esencial en el sistema de potencia del futuro al presentar un volumen de generación renovable elevado.

La motivación de este proyecto radica en afrontar el complejo paradigma del sistema eléctrico de potencia, dado que la penetración de la generación basada en energías renovables será elevada. Ante esta premisa, la operación del sistema eléctrico se dificultará al ser las fuentes primarias de energía no gestionables, es decir, las energías renovables no pueden emplearse a demanda. Para favorecer su integración en una red eléctrica, será necesario apoyar la generación en sistemas de almacenamiento de energía y el uso de algoritmos capaces de proveer de servicios auxiliares para obtener un suministro eléctrico seguro y fiable, es en este punto donde se enmarca el proyecto EASY-RES.

Para este estudio, se detallarán las características del equipo electrónico empleado como prototipo en EASY-RES, que permitirá controlar la potencia entregada a la red de acuerdo a los algoritmos de control propuesto. Para cada ensayo, se presentarán diversos perfiles de generación y consumo en cada nudo.

La metodología de trabajo empleada en el desarrollo de los resultados consiste en una validación experimental inicial de la red empleada en los ensayos, en la que se comparan los resultados experimentales con los obtenidos mediante simulación en distintos escenarios. A continuación, se prueban los algoritmos cuyo objetivo consiste en proveer servicios auxiliares tales como el control de tensiones, el suavizado de potencia de alta frecuencia (HFPS) y la respuesta primaria de frecuencia (PFR). Los resultados se compararán con los obtenidos en simulación y su respuesta ante el comportamiento esperado por los algoritmos.

Abstract

The objective of this project is to experimentally analyze the control algorithms proposed in the european project EASY-RES. For this purpose, a low voltage scale-down network with a radial topology will be used. Therefore, it supports a double purpose: the algorithm validation to provide ancillary services to electricity grid, therefore, this will be essential in the future power system when renewable energy sources will have a leading role in the electricity generation.

The projects's incentive is based in helping the future power system as it will be full of challenges because of the high penetration of renewable sources of energy. This will difficult the system operation thanks to non-manageable primary energy sources. To help its integration in the electricity grid, it will be necessary to support the generation with storage energy systems and algorithms capable of providing ancillary services that will ensure a safe and reliable electricity supply. This last point defines the EASY-RES project.

For this study, an electronic device will be presented as the EASY-RES prototype, which will provide the hability to control de power injected to the grid as the proposed algorithms described. For each test, various generation and load profiles will be shown for each bus.

The work methodology used during the acquisition of the results consisted in an initial validation of the grid, comparing its results with the ones obtained in simulation for each scene. After that, the algorithms will be tested. This algorithms will ensure that the converters provide ancillary services, such as voltage control, high frequency power smoothing (HFPS) and primary frequency response (PFR). The results will be compared with the simulation ones and their expected behavior for each algorithm.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
1 Introducción	1
1.1 Motivación	5
Aumentar la robustez del sistema eléctrico de potencia ante cambios abruptos de frecuencia empleando inercia virtual y amortiguamiento en DRES.	5
Contribuir a la estabilidad de la red aportando respuesta primaria de frecuencia (PFR).	6
Aumentar los niveles de penetración de DRES en media (MT) y baja tensión (BT), evitando inversiones en refuerzos de la red eléctrica.	6
Conseguir que los recursos renovables sean favorables con la red mediante i) reduciendo las fluctuaciones de potencia eléctrica a corto plazo a nivel de DRES y subestaciones de AT/MT, y ii) empleando un filtro activo de armónicos en cada Convertidor DRES.	6
Preservar la seguridad de la red eléctrica a largo plazo ante un volumen elevado de generación renovable distribuida, reduciendo los requerimientos de reserva para la recuperación de una falta.	6
1.2 Objetivos del Trabajo	6
2 Descripción del prototipo de EASY-RES	9
2.1 Nivel de potencia	10
2.2 Nivel de control	12
2.3 Nivel de comunicación	13
3 Descripción de la red a escala de baja tensión	15
3.1 Nivel de potencia	15
3.2 Nivel de control	17
3.3 Nivel de comunicación	17
3.4 Nivel de monitorización y adquisición de datos	17
4 Descripción de los perfiles de carga y generación	21

4.1	Validación experimental de la red	21
4.2	Control de tensiones	23
4.3	High Frequency Power Smoothing	26
4.4	Primary Frequency Response	29
5	Algoritmos evaluados a nivel de red	31
5.1	Validación experimental de la red	31
	Validación experimental para un estado de carga del 25%	31
	Validación experimental para un estado de carga del 50%	32
5.2	Control de tensiones	34
	Ensayo estático de potencia	34
	Ensayo con perfil dinámico de potencia a 15 kVA	34
5.3	High Frequency Power Smoothing	37
	Ensayo HFPS con limitación de rampa a 300 Wps a 10 kVA	38
	Ensayo HFPS con limitación de rampa a 300 Wps a 15 kVA	39
	Ensayo HFPS con limitación de rampa a 150 Wps a 10 kVA	41
	Ensayo HFPS con limitación de rampa a 150 Wps a 15 kVA	42
5.4	Primary Frequency Response	44
5.4.1	Control local	45
	Potencia de 10 kVA	45
	Potencia de 15 kVA	46
5.4.2	Control designado por opf	48
	Potencia de 10 kVA	48
	Potencia de 15 kVA	50
6	Conclusión y posibles trabajos futuros	53
	<i>Índice de Figuras</i>	55
	<i>Índice de Tablas</i>	57
	<i>Bibliografía</i>	59

1 Introducción

El futuro del sistema eléctrico de potencia se presenta con desafíos importantes para la ingeniería eléctrica, estando protagonizado por una integración masiva de generación mediante energías renovables y la inclusión de nuevos activos en la red como los vehículos eléctricos y los sistemas de almacenamiento de energía. Ante este paradigma, será necesario implementar soluciones capaces de garantizar una correcta operación del sistema eléctrico para mantener la seguridad y fiabilidad actual.

En la figura 1.1 se muestra la evolución esperada del sistema eléctrico tras la integración de las nuevas tecnologías en la transición energética según Red Eléctrica de España [12]. Cabe recordar que el modelo del sector eléctrico ha estado basado tradicionalmente en la generación de electricidad mediante un número relativamente reducido de grandes centrales térmicas o hidroeléctricas, alejadas de los centros de consumo y que podían variar sus niveles de producción a voluntad para adaptarse a la fluctuación de una demanda de electricidad rígida. El nuevo paradigma en la Transición Energética va a ser muy diferente.

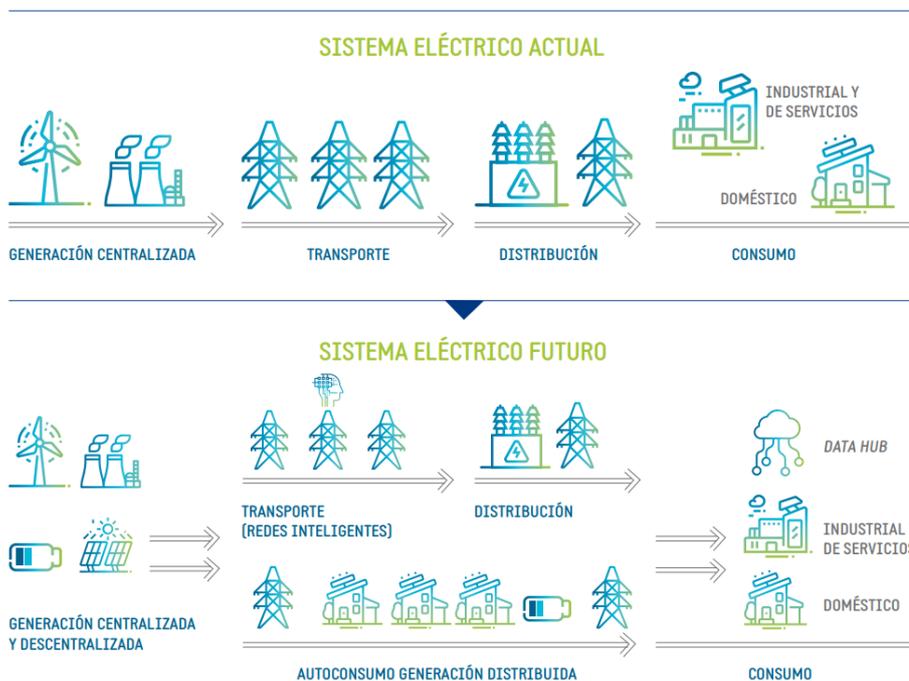


Figura 1.1 Sistema eléctrico tradicional frente al sistema eléctrico del futuro [12].

En primer lugar, las tecnologías renovables están llamadas a ser las grandes protagonistas en el

mix de generación en detrimento de las centrales térmicas alimentadas con combustibles fósiles. De acuerdo con el objetivo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), las renovables producirán el 74 % de la energía eléctrica en el 2030, lo que supone prácticamente doblar su cuota del 40 % registrada en el 2018. Además, su crecimiento estará liderado principalmente por tecnologías no gestionables, como la eólica que alcanzará los 50 GW en 2030 (+114 %) y la solar fotovoltaica con 37 GW en el mismo año (+683 %)[10].

Además, en contraposición al modelo basado en una generación concentrada en grandes instalaciones de producción conectadas a la red de transporte, se va a avanzar hacia un modelo en el que coexistirán grandes unidades conectadas a muy alta y alta tensión y una multitud de pequeñas instalaciones ubicadas en las redes de distribución de media, baja y muy baja tensión en los mismos puntos de consumo, conocida como generación distribuida. Este desarrollo masivo y atomizado de la generación renovable no gestionable exige que el viejo paradigma de un parque de generación que sigue a la demanda se convierta en uno nuevo, que combina la generación variable de las energías renovables con un sistema flexible en el que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro, reduciendo la dependencia de centrales térmicas con combustibles fósiles como mecanismo de respaldo.

En cuanto al almacenamiento, el PNIEC [3] contempla la ampliación del parque de centrales de bombeo puro hasta los 6,8 GW (+105 %) y la instalación de 2,5 GW de baterías hasta el 2030. La operación de estas tecnologías de almacenamiento debe estar enfocada a maximizar la integración de las energías renovables, permitiendo aprovechar los excedentes de energía en los episodios de exceso de recurso renovable, evitando, de este modo, su pérdida en forma de vertidos.

Finalmente, los consumidores pasarán a ocupar una posición central en el sistema. Por un lado, en su calidad de prosumidores; es decir, agentes que serán a la vez consumidores y generadores de electricidad, y que darán lugar a flujos de energía bidireccionales a través de las redes, que acabarán con el tradicional esquema en el que la energía fluía siempre desde las redes hasta los puntos de consumo y, por otro, como agentes activos que pueden adaptar su demanda a la oferta de generación a través de señales de precio y mecanismos de gestión de la demanda.

Con esta futura integración masiva de generación renovable, junto con la expansión del parque automovilístico hacia el vehículo eléctrico, vendrán asociadas complicaciones para la operación del sistema eléctrico, como pueden ser:

- **Flujos de carga inversos:** Con motivo de un aumento, principalmente, de la generación distribuida mediante el autoconsumo, se crearán nodos donde las cargas asociadas a los consumidores podrán erogar potencia a la red en los periodos en los que generen más energía de la que consuman localmente, pasando a ser prosumidores. De esta forma, invierte el flujo de potencia habitual, ya que inyectan potencia a la red en lugar de consumirla. Por tanto, sería necesaria una gran inversión para adecuar la red eléctrica a este flujo bidireccional, en particular en lo que a las protecciones se refiere, dado que en baja tensión están dispuestas para trabajar con un flujo radial aguas abajo. Una posible solución a esta problemática sería la implantación de sistemas de almacenamiento de energía asociados a esta generación distribuida que permitiese un uso eficiente de la energía generada a lo largo del día.
- **Variación de tensiones:** Esta fluctuación tanto en los consumidores - y prosumidores - como de la generación provocará un sistema eléctrico más complejo de operar según los criterios establecidos de calidad de onda y perfiles de tensiones por las líneas. Estas fluctuaciones de potencia activa afectarían a las tensiones de la red de manera negativa si no se emplease ningún algoritmo de control a la generación distribuida previamente mencionada, es decir, es interesante que en las redes del futuro el autoconsumo inyecte energía reactiva en función de las necesidades de la red para lograr unas tensiones estables ante este paradigma de cambios en el consumo y la generación.

- **Sobrecargas:** Al igual que ocurriría con la inversión del flujo de potencia, es posible que las líneas actuales saturen si se modifica la estructura de generación y demanda actual, es decir, podrían circular por ellas un exceso de potencia en intervalos donde la demanda se elevase con la carga de los vehículos eléctricos si esta no se aplica en periodos valle donde la red podría abastecerla sin dificultad, volviendo en este ejemplo a ser útil, incluso necesario, la utilización de sistemas de almacenamiento de energía que permita el trasvase de energía entre los distintos tramos horarios.
- **Servicios auxiliares y estabilidad del sistema:** Los generadores renovables con electrónica de potencia conducen a una pérdida de inercia en el sistema al ser una generación no basada en generadores síncronos. Además, la intermitencia de la generación renovable provoca grandes fluctuaciones de potencia e imposibilidad de gestionar el recurso primario de energía para dar servicios auxiliares como la respuesta primaria de frecuencia o limitación en el gradiente de potencia entregada en ausencia de sistemas de almacenamiento de energía asociados.

La integración de mayores volúmenes de energías renovables de fuente primaria variable, como la energía eólica y la fotovoltaica, es esencial para descarbonizar el sistema eléctrico de potencia a la par que se sigue cumpliendo con los requisitos de la creciente demanda de energía. Gracias al claro descenso en los costes de la generación renovable -y su previsión futura de seguir disminuyendo (figura 1.2)- así como una política ambiental favorable, han provocado una expansión notoria del despliegue de la generación renovable en los últimos años. Sin embargo, la inherente variabilidad del viento y la energía solar fotovoltaica supone un reto para el operador y el regulador del sistema eléctrico.

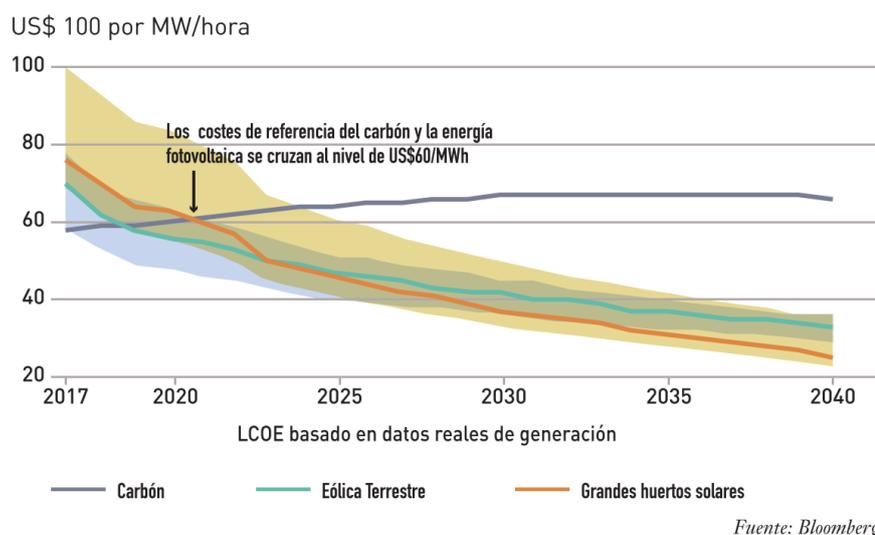


Figura 1.2 Evolución precios de las tecnologías de generación [13].

El incremento de las energías renovables es uno de los conductores más importantes de la transformación del sistema eléctrico de potencia a nivel global. Las propiedades de la interacción con la red eléctrica de las energías dan lugar a complejidades ante su integración. Estas dificultades no ocurren de forma abrupta, sino que se van incrementando con el tiempo al incrementarse la penetración de esta generación renovable basada en electrónica de potencia. Su impacto, y problemática asociada, depende en gran medida de su despliegue y el contexto del sistema eléctrico de potencia, como el tamaño, operación y diseño del mismo, así como su regulación y relación entre generación y demanda.

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA: International Energy Agency) [2], la integración de la generación renovable puede categorizarse en un marco de 6 fases, que pueden usarse

para priorizar las acciones que garanticen la flexibilidad del sistema, identificar los retos relevantes y la implementación apropiada de medidas que apoyen su implementación.

La flexibilidad del sistema eléctrico hace referencia a la capacidad del sistema para mantener un servicio continuo ante las fluctuaciones y grandes variaciones tanto diarias como estacionarias en la demanda y la generación eléctrica, cual sea la causa. Esta flexibilidad siempre ha sido un importante requisito en los sistemas de potencia debido a la necesidad de prevenir contingencias inesperadas como una falta en alguna planta de generación o alguna línea de transmisión. Así es, la flexibilidad del sistema ha visto incrementada su importancia conforme el volumen de generación renovable evoluciona y necesita de considerarse en todos los dominios temporales, ya sea en operaciones en tiempo real o la planificación a largo plazo del sistema. El proyecto EASY-RES busca contribuir a la solución de este reto mediante la aplicación de algoritmos que apoyen los distintos servicios auxiliares de operación de la red eléctrica para mejorar la flexibilidad de la red conforme aumente la penetración de energías renovables.

Por parte de las categorías de la integración de la generación renovable, la fase 1 se sitúa en las primeras etapas donde el despliegue, normalmente no más de varios puntos porcentuales de la energía anual generada, no tiene un impacto significativo en la operación del sistema eléctrico. En la segunda fase comienzan a emerger complicaciones en la flexibilidad, pudiendo ser resueltos por el sistema con modificaciones operacionales menores. De la fase 3 a la 6 engloban una mayor influencia de la generación renovable en la operación del sistema, comenzando por la necesidad de inversiones adicionales en flexibilidad, como el sobredimensionamiento de la generación renovable para preceder a realizar "curtailment" ¹.

En la actualidad, el parque de generación se compone tanto de centrales convencionales como de generación renovable, con un conjunto de cualidades fruto del uso de ambos tipos de tecnologías. Por su parte, las centrales convencionales basadas en el uso de un generador síncrono aportan inercia al sistema para estabilizar la frecuencia global de la red, dado a que al existir estas máquinas rotando a la velocidad de sincronismo, favorece esta estabilidad en el sistema, así como ocurre con el desfase de los propios generadores. Por tanto, para descarbonizar el parque de generación mediante el empleo de energías renovables, que se integra mediante el empleo de convertidores de potencia, serán necesarios sistemas de almacenamiento de energía y algoritmos de control que permitan resolver las dificultades que conlleva sustituir la generación convencional.

Por otra parte, las energías renovables están caracterizadas por disponer de fuentes intermitentes, es decir, no emplean un recurso gestionable y estable a lo largo del año, como ocurre con la generación convencional, siendo difícilmente gestionable su regulación sin sistemas de almacenamiento de energía asociados.

En la figura 1.3 se observa el comportamiento (media y desviación estándar) de las generaciones renovables en la península ibérica. De ella podemos extraer información general de estas fuentes. Las estaciones de mayor contribución son el verano –solar–, invierno –hidráulica y eólica–, la fuente eólica resulta ser la más intermitente y el periodo de mayor y menor contribución renovable por estación y día están emplazados en invierno a medio día y de noche en verano, respectivamente. De la observación en el patrón de la energía hidráulica, podemos sugerir que su gestión viene influida por las estaciones de lluvias, y al mantener un patrón muy similar, aprovechando los tiempos de mayor beneficio en el mercado eléctrico peninsular para planificar sus modos de bombeo y turbinación.

¹ El curtailment hace referencia a una técnica de operación en la que, en lo referente a energías renovables, se trabaja fuera del punto óptimo de potencia, es decir, se eroga una menor potencia a la red por parte de la planta de generación de la máxima posible en esos instantes para permitir una banda de funcionamiento en la que, mediante regulación primaria, aumente o disminuya su producción según varíe la demanda, aportando al sistema de mayor flexibilidad, lo que no se lograría si inyectasen siempre la potencia máxima disponible.

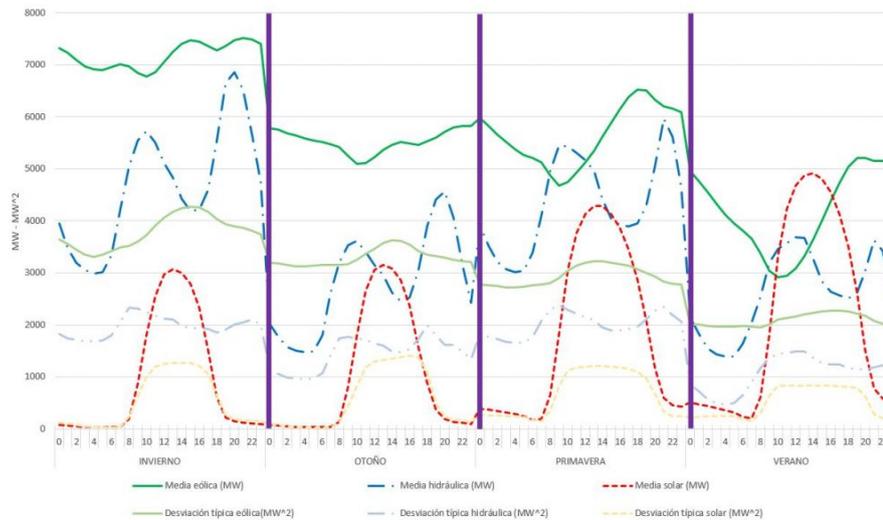


Figura 1.3 Media (MW) y desviación estándar (MW^2) de las generaciones solar, eólica e hidráulica en el periodo histórico recogido [11].

1.1 Motivación

La integración de energías renovables, como se ha mencionado en la anterior sección, basa la conexión a red de estos recursos en equipos de electrónica de potencia que presentan altas capacidades de control, que pueden utilizarse para paliar las dificultades descritas de la expansión en la red eléctrica de los recursos renovables [4]. Esta posibilidad de control que ofrecen los convertidores de potencia ha de ser evaluada tanto a nivel propio de convertidor como de red.

Por este motivo, surge el proyecto EASY-RES dentro del departamento de ingeniería eléctrica, para la validación experimental a nivel unitario y de red de los distintos algoritmos propuestos para solucionar dichos problemas que se detallarán más adelante. En particular, se pondrá el foco en cómo estos algoritmos influyen en la red.

Los objetivos del proyecto EASY-RES [1] respecto a este favorecimiento de la integración de las energías renovables son:

Aumentar la robustez del sistema eléctrico de potencia ante cambios abruptos de frecuencia empleando inercia virtual y amortiguamiento en DRES.

El empleo de sistemas de almacenamiento rápido (Fast Storage Systems (FSS)) para controlar el bus DC de cada DRES (Distributed Renewable Energy Source - Recurso distribuido de energía renovable) gestionado por un convertidor permitirá la provisión de inercia adaptable y controlable independientemente del estado de operación del DRES. Esto permitirá el ajuste de los valores de inercia a aportar según criterios de optimización tras una comunicación bilateral y el acuerdo entre el operador del sistema de transporte y el de distribución.

Conforme el aumento de la generación renovable desplace los generadores síncronos convencionales, el valor individual y agregado se determinará con el fin de mantener al menos el mismo nivel equivalente de inercia en el sistema eléctrico. Al mismo tiempo, el operador de la red de distribución debe asegurar la correcta operación de la red, evitando sobretensiones, saturación de líneas y el mal funcionamiento de las protecciones cuando el DRES aporte altas potencias durante la respuesta inercial. En general, la provisión de inercia ajustable puede ser considerado como un nuevo servicio auxiliar ofrecido al operador del sistema de transporte, permitiendo reemplazar las reservas rotativas y no rotativas convencionales. El propósito de EASY-RES es el de demostrar que la inercia global podrá aumentar alrededor de un 1.5% por cada 10% de aumento en la penetración de DRES.

Contribuir a la estabilidad de la red aportando respuesta primaria de frecuencia (PFR).

De forma similar a la generación síncrona convencional, los DRES y sistemas de almacenamiento de energía (SAE) se equiparán con un control de potencia activa y frecuencia (P-f) con la pendiente de regulación ajustable por el operador del sistema de distribución, con el fin de organizar la participación de distintos DRES en el control PFR (Primary Frequency Response), así como la rapidez y el grado de participación de cada uno según su capacidad disponible. El distribuidor podrá proveer al operador de transporte, prácticamente en tiempo real, un rango de potencia activa - frecuencia a aportar con su coste asociado. Adquiriendo esta información de los operadores de distribución, el operador de la red podría estimar y planear las reservas de frecuencia primaria y el coste de cada sistema en tiempo real. La ambición de EASY-RES es mostrar que cada 3 MW de DRES que se introduzca al sistema, más de 2.5 MW de reserva convencional podrán ser liberados.

Aumentar los niveles de penetración de DRES en media (MT) y baja tensión (BT), evitando inversiones en refuerzos de la red eléctrica.

Uno de los principales obstáculos para la penetración masiva de DRES en redes de media y baja tensión son los posibles problemas de sobretensión. En búsqueda de solucionar esta problemática, las capacidades de inyectar o absorber potencia reactiva de los DRES serán aprovechadas, junto con los límites físicos de la estructura de la red eléctrica existente y los límites de tensión impuestos por la norma EN 50160.

Conseguir que los recursos renovables sean favorables con la red mediante i) reduciendo las fluctuaciones de potencia eléctrica a corto plazo a nivel de DRES y subestaciones de AT/MT, y ii) empleando un filtro activo de armónicos en cada Convertidor DRES.

Para lograr la primera parte del presente objetivo en el contexto de EASY-RES, cada convertidor DRES se combinará con un sistema de almacenamiento rápido (FSS), como un supercondensador, que reaccionará rampas de potencia elevadas y medias ($\Delta P/\Delta t$). Además, localizando un sistema de almacenamiento de energía próximo a la subestación de AT/MT y en el punto de interconexión en la red absorberá la variación de potencia de baja frecuencia ($\Delta P/\Delta t$). Consiguiendo reducir la volatilidad de esta potencia podrá reducirse las reservas rotatorias de energía.

Para acometer la segunda parte de este objetivo se conseguirá actuando con los convertidores DRES como filtros activos de armónicos, basándose en medidas locales de tensión. Esta funcionalidad mantendrá la contaminación armónica de tensiones en la red de distribución dentro de los límites comprendidos por la norma EN 50160, incluso con el aumento en la penetración de la generación renovable.

Preservar la seguridad de la red eléctrica a largo plazo ante un volumen elevado de generación renovable distribuida, reduciendo los requerimientos de reserva para la recuperación de una falta.

Esto podrá conseguirse introduciendo capacidad de funcionamiento del convertidor durante una falta (FRT - Fault ride through) y coordinando la contribución a la corriente de falta para cada tipo de DRES, de forma similar a la generación síncrona convencional. Cada DRES contribuirá a la corriente de falta conforme a su potencia nominal y posición relativa a la falta. El objetivo es preservar los niveles de corriente de falta logrando la coordinación adecuada entre las protecciones del sistema ante el aumento de la generación renovable distribuida.

1.2 Objetivos del Trabajo

El objetivo principal del trabajo se enfoca en la evaluación de distintos algoritmos de control en la red del laboratorio y analizar la exactitud entre el entorno de simulación y el experimental de estos algoritmos de control propuestos en el proyecto de EASY-RES mediante el uso de prototipos

de generación renovable distribuida basados en el uso de convertidores electrónicos de potencia (DRES) en una red de baja tensión a escala.

Con objeto de lograr este fin, el procedimiento a seguir a lo largo del trabajo consistirá de los distintos pasos:

- Evaluación de los equipos en los niveles del laboratorio: en primer lugar, será necesario comprobar que los equipos realizan su función adecuadamente, esto es, reciben las consignas de potencia de forma adecuada y la entrega entre unos márgenes de tolerancia adecuados, los resultados de esta validación experimental se mostrarán en paralelo a la validación experimental de la red detallada a continuación.
- Validación experimental de la red: una vez evaluados los equipos, se llevará a cabo una comparativa de la red ante distintos estados de carga de la misma, es decir, para una carga del 25% y del 50% en la demanda y generación de los distintos nudos del sistema, se compararán los resultados obtenidos mediante la simulación de un flujo de cargas para los estados mencionados y los resultados de tensiones obtenidos experimentalmente en la red de baja tensión a escala empleada en el laboratorio, con el fin de observar la exactitud de la red empleada.
- Evaluación experimental de los algoritmos: una vez validada la red a escala, se analizarán los distintos algoritmos propuestos, siendo estos los correspondientes al control de tensiones en los nudos para mantenerlas dentro de límites, el "High Frequency Power Smoothing (HFPS)" que se corresponde al suavizado de la potencia erogada de alta frecuencia, es decir, de variaciones en un breve periodo temporal, y por último se analizará el algoritmo correspondiente al "Primary Frequency Response (PFR)", cuya función es la de modificar la potencia a entregar por la planta de generación según las variaciones de frecuencia que experimente la red.

Para todos los algoritmos propuestos se analizarán distintos escenarios correspondientes a distintos factores de carga de la red, así como de un funcionamiento inductivo o capacitivo de la inyección de energía a la red cuando proceda y distintos modos de aplicación de los algoritmos.

En resumen, se busca analizar los algoritmos propuestos en el proyecto de EASY-RES en el ámbito experimental y compararlo con los resultados obtenidos en simulación y lo esperado de ellos, con lo que se confirmaría la capacidad de los DRES para aportar servicios auxiliares a la red eléctrica gracias a las altas prestaciones de los convertidores electrónicos en lo que a control de la energía erogada, o absorbida, en la red para cumplir con los requisitos de conexión a red para garantizar un suministro seguro, fiable y eficiente de la energía ante el incremento de la generación renovable distribuida que ocurre en la actualidad y se espera que sea aun más relevante en el panorama futuro para descarbonizar el sistema eléctrico global.

2 Descripción del prototipo de EASY-RES

En el presente capítulo se detallará el funcionamiento y la disposición del prototipo empleado en el proyecto EASY-RES, seccionándolo en tres bloques: de potencia, de control y de comunicación.



Figura 2.1 Vista global del prototipo de EASY-RES.

La figura 2.1 muestra una fotografía en la que puede verse la disposición de los elementos del prototipo. En rasgos generales, puede apreciarse cómo en la zona central se sitúa el convertidor con sus cuatro columnas de IGBT y condensadores asociados, con la placa PCB de control situada en su parte frontal. Por otro lado, en la parte inferior de la imagen se sitúan los filtros del armario, que se componen de un filtro LCL a la salida del convertidor previo a su punto de conexión a la red trifásica y la bobina asociada al supercondensador. En la parte izquierda se hayan equipos de medida y protección, así como las fases de corriente trifásica que se conectan a red, hallándose, además, el supercondensador en esa zona. Por la derecha se sitúan elementos auxiliares y de control, como son las fuentes de alimentación y el PLC que gestiona parte de las comunicaciones con el

sistema y opera los contactores del prototipo.

2.1 Nivel de potencia

El primer bloque ha describir del prototipo está relacionado con su nivel de potencia. En la figura 2.2 se muestra el esquema unifilar que representa la instalación de potencia del convertidor de potencia.

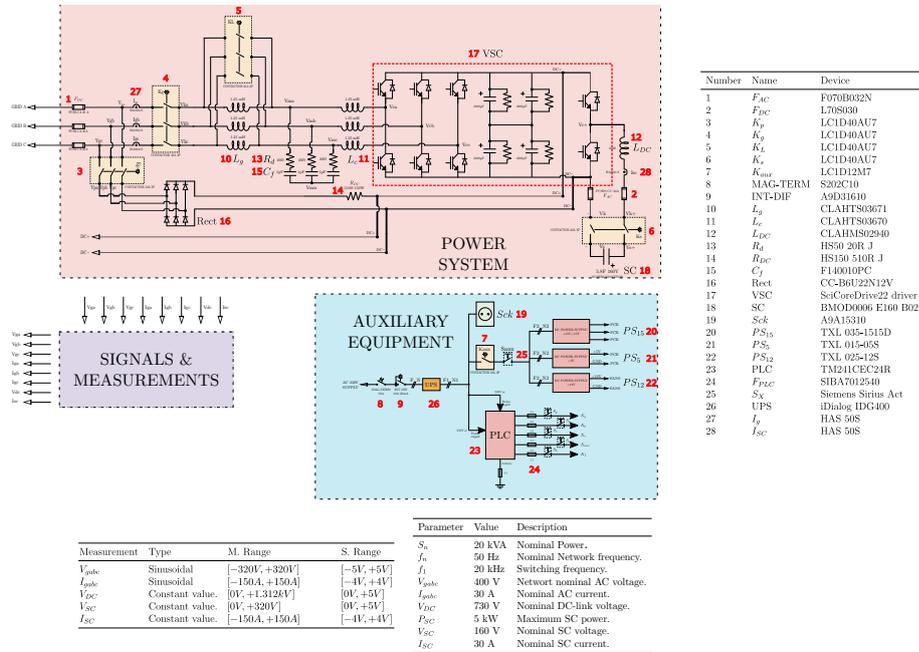


Figura 2.2 Esquema eléctrico unifilar del prototipo de EASY-RES.

Siguiendo de izquierda a derecha el esquema unifilar de la figura 2.2, se encuentra la conexión a red mediante las fases A, B y C de un sistema trifásico, cuya conexión se realiza a 380-400 V. A continuación, se halla una bifurcación, donde el contactor K_p habilitaría la circulación de una corriente cuya función sería la de precargar el condensador del bus de continua, y la ruta principal, accionado por el contactor K_g , que dirige la corriente por un filtro LCL, con resistencias de damping asociadas a los condensadores.

El filtro LCL, mostrado en la figura 2.3, se compone de dos bobinas de 1.25 mH cada una, una batería de condensadores de $4 \mu F$ cada uno y unas resistencias asociadas de 10Ω .

A continuación del filtro LCL, se realiza la conexión al convertidor de potencia (Figura 2.4), con una columna para cada fase de la línea, donde se localizan dos IGBT en cada una de estas ramas. Este tramo de conversión de potencia tiene una doble funcionalidad al tratarse de un convertidor electrónico que permite la circulación de potencia en ambos sentidos. La primera función se correspondería con la rectificación de la potencia trifásica a un bus de corriente continua que opera a una tensión de 730 V cuando absorbe potencia de la red. Por otro lado, cuando el convertidor eroga potencia al sistema, debe de extraer la potencia del bus de continua y convertirla en corriente alterna para compatibilizarla con el sistema aguas arriba, actuando en este caso como un inversor. Esto permite, además, gestionar la potencia que se entrega y la calidad de onda asociada a la corriente inyectada, permitiendo el uso de los algoritmos propuestos y descritos en el proyecto.

Posteriormente, a la salida del inversor con IGBT, se halla una cuarta columna de IGBTs que gestionan la carga y descarga del supercondensador que se conecta al punto medio de la rama mediante otra bobina de filtrado y un contactor K_s . Para conseguir una conversión de potencia

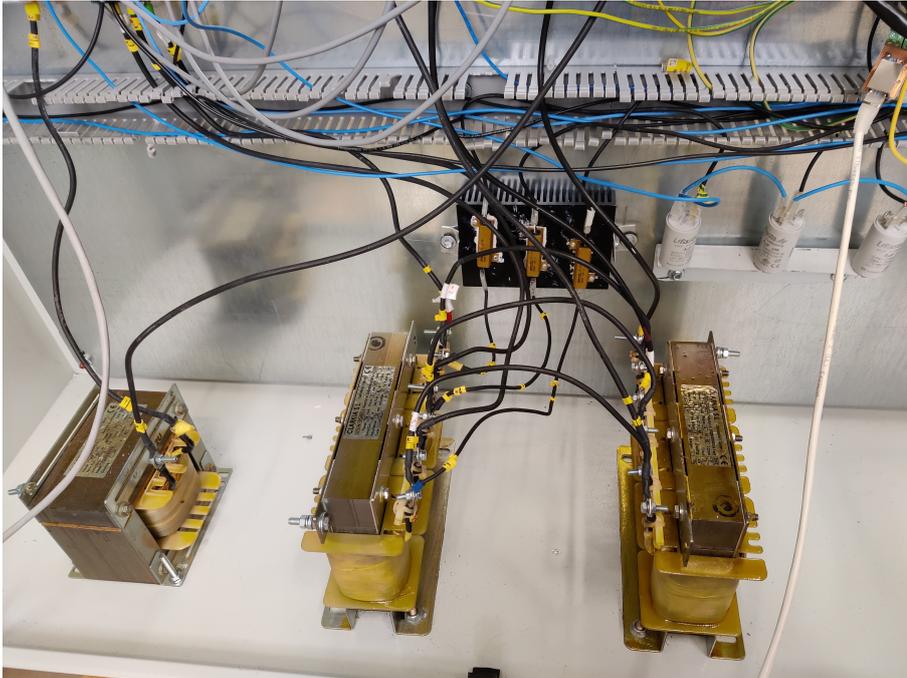


Figura 2.3 Filtro LCL del prototipo de EASY-RES.



Figura 2.4 Convertidor y placa PCB del prototipo de EASY-RES.

bidireccional, se ha optado por una combinación de una etapa de elevación y otra de reducción conectada en antiparalelo, permitiendo este flujo de potencia deseado [5].

En la figura 2.5 se muestra el supercondensador empleado en el prototipo, procedente de Maxwell Technologies y presenta una capacidad de 6F y un voltaje de 160V para esta capacidad máxima asociado.

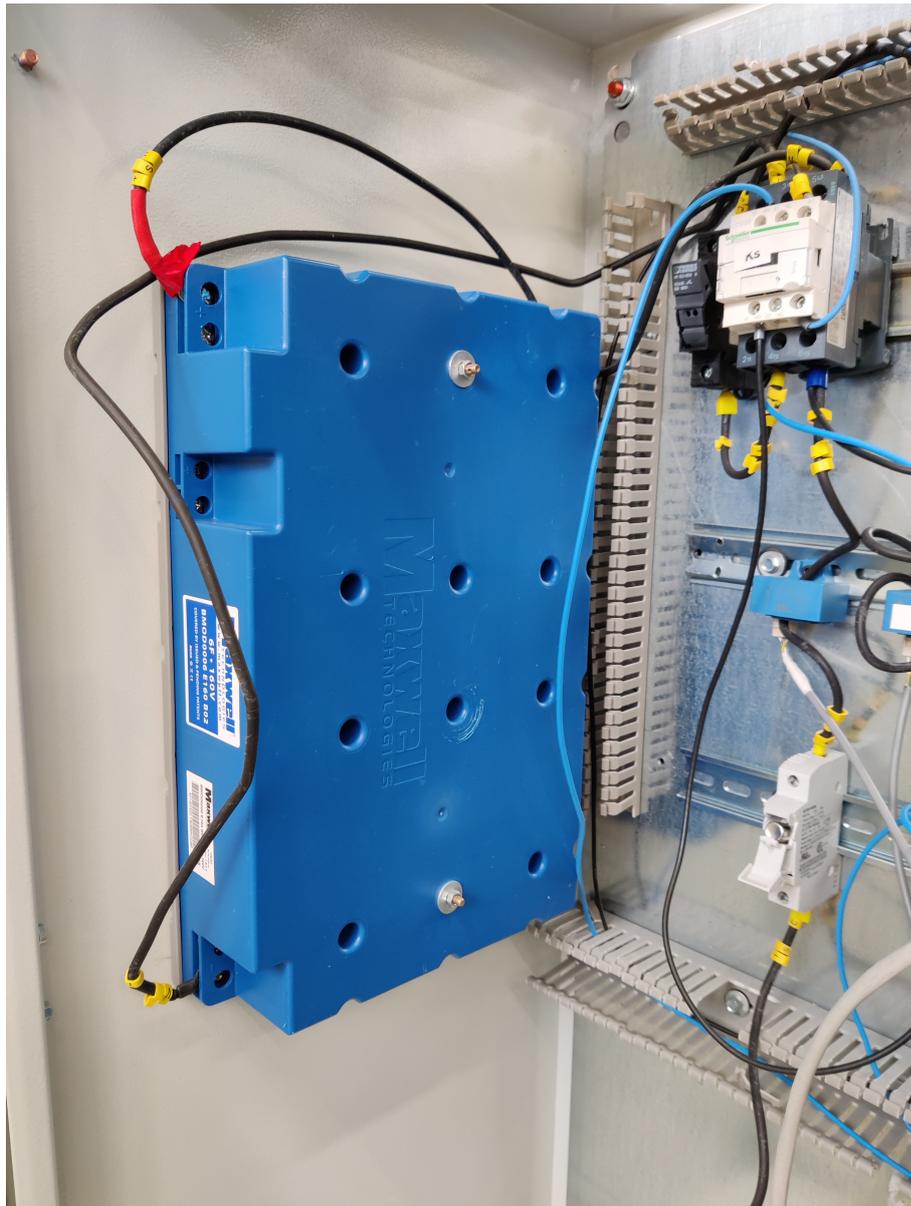


Figura 2.5 Supercondensador asociado al prototipo de EASY-RES.

2.2 Nivel de control

El bloque correspondiente al nivel de control del prototipo de EASY-RES se basa en una placa PCB como piedra angular, dado que, basándose en las medidas obtenidas del sistema y las consignas de las referencias a seguir, gestiona el control de los IGBTs para lograr el comportamiento especificado.

La figura 2.6 muestra la placa PCB instalada en el prototipo de EASY-RES, en ella puede verse en la parte superior las entradas con señales analógicas de medida y sus posteriores etapas de filtrado para ser tratadas por el DSP. A la placa llegan las medidas de intensidad de las fases, la corriente por el bus de continua y la corriente de salida del supercondensador, estas medidas de intensidad provienen de los transductores de corriente toroidales mediante los cables grises que se ven en la imagen. Por otro lado, las medidas de tensión se toman por los conectores de la parte superior de la imagen, que pasan por los transductores de tensión LV25-P y posteriormente pasan una etapa de adaptación de señal para ser compatible con las entradas del DSP.

Las medidas en tiempo real obtenidas son utilizadas por el DSP, el microprocesador situado en la

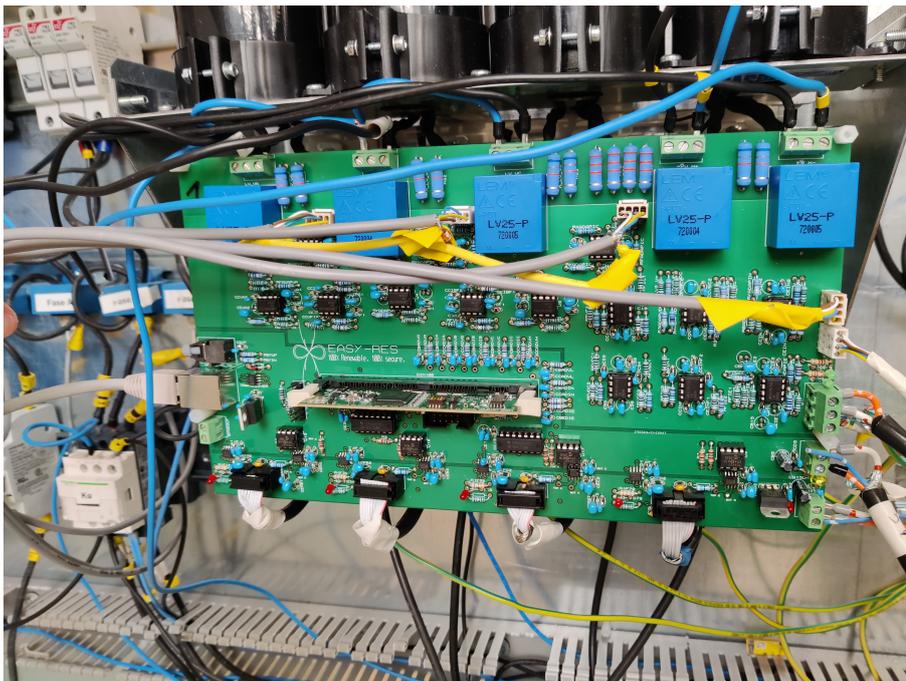


Figura 2.6 Placa PCB sobre el convertidor del prototipo de EASY-RES.

zona media de la placa, para gestionar las medidas y actuar en consecuencia según la estrategia de control implementada.

El DSP se encarga de, principalmente, ejecutar el algoritmo de control en tiempo real, mediante sus salidas, controlar los disparos de los IGBTs, cuyo control le llega a través de la zona analógica de la placa, en la parte inferior, saliendo la consigna de disparos por los cuatro cables que salen de la zona inferior de la placa PCB, un cable para cada columna en la que se encuentra diferenciada los disparos del IGBT situado en el top y el bottom de la rama. Un fallo o retraso por overrun en el DSP podría tener consecuencias catastróficas en el sistema.

2.3 Nivel de comunicación

Finalmente, las comunicaciones que le llegan al prototipo tienen una gran importancia, dado que en caso de error o retardo el sistema funcionaría con referencias erróneas o realizaría una puesta en marcha fallida.

Las comunicaciones del sistema se realizan mediante un bus CAN conectado mediante cables de ethernet a los distintos prototipos del sistema, y conectado a Speedgoat, un dispositivo para realizar simulaciones y ensayos en tiempo real. La conexión del cable de ethernet se realiza a la placa PCB por la parte izquierda, como se aprecia en la figura 2.6.

Junto con el equipamiento auxiliar, como las fuentes de alimentación, en la figura 2.7 se puede observar el PLC de Schneider Electric, encargado de la operación de los contactores y de comunicarse con el resto del sistema, así como las consignas que le envía al DSP desde Speedgoat.

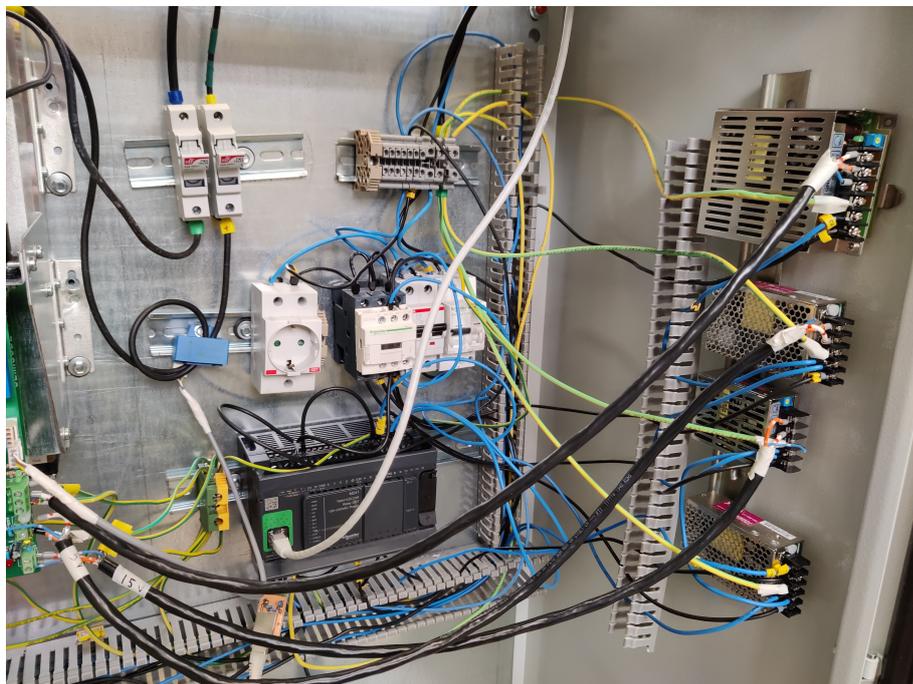


Figura 2.7 Equipamiento auxiliar del prototipo de EASY-RES.

3 Descripción de la red a escala de baja tensión

La presente sección describirá las características principales de la red a escala de baja tensión empleada en los ensayos experimentales realizados en el laboratorio.

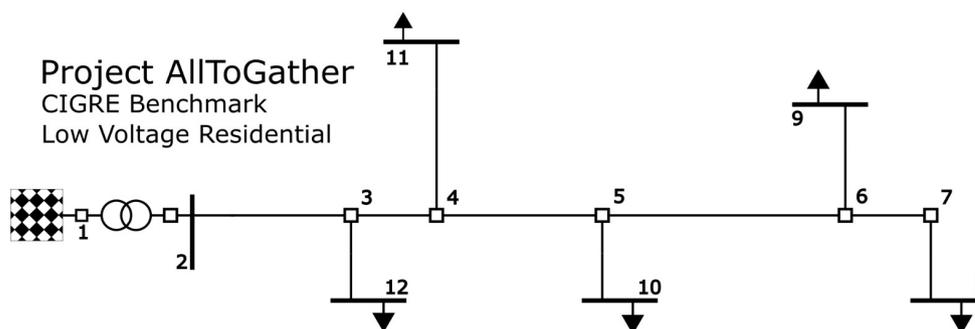


Figura 3.1 Esquema unifilar de la red a escala de baja tensión.

3.1 Nivel de potencia

La red a escala de baja tensión empleada se basa en la red de europea de baja tensión propuesta en el CIGRE Task Force c6.04.02. En concreto, consiste en la red residencial, figura 3.1. Presenta una topología formada por cuatro hilos, un sistema trifásico con neutro que, adicionalmente, puede operarse como un sistema de tres hilos. La red comprende un total de doce nudos y doce ramas. Las líneas han sido modeladas por conjuntos de resistencias y reactancias acopladas, como se muestra en la figura 3.2, que emulan el acoplamiento electromagnético entre los conductores. En este caso, los parámetros de las líneas son fijos.

Respecto a la localización de los prototipos de EASY-RES, estos sitúan en los nodos 8, 9 y 10, dado que son los más alejados eléctricamente del nudo 1 de conexión a red. La conexión a dicha red se realiza mediante un transformador, cuya tensión de salida por fase se sitúa en torno a 220-230 V, que serían 380-400 V de línea.

En la figura 3.3 se muestra la fuente de potencia empleada en la cabecera de la red, conocida como Regatron, que mediante electrónica de potencia fija la tensión en bornas de la máquina a la tensión deseada, absorbiendo o erogando la potencia necesaria.



Figura 3.2 Red a escala de baja tensión.



Figura 3.3 Regatron.

Los nudos que abarcan desde el bus 8 al bus 12 son nudos donde se conectan cargas o generación distribuida mediante convertidores electrónicos de potencia (VSC - Voltage Source Converter), con objeto de poder realizar simulaciones para distintos estados de carga de la red.

3.2 Nivel de control

El control de la red basa su funcionamiento en seis convertidores electrónicos que se usan como cargas o fuentes de generación capaces de simular distintos estados de carga para realizar ensayos de distintas magnitudes.

Los VSCs, con sus correspondientes placas PCB y DSP asociados, llevan a cabo su control propio como se explicó en el capítulo anterior de los prototipos de EASY-RES en la sección 2.2. De esta forma, cada VSC operará independientemente siguiendo su consigna de generación o consumo indicada mediante la red de comunicación.

3.3 Nivel de comunicación

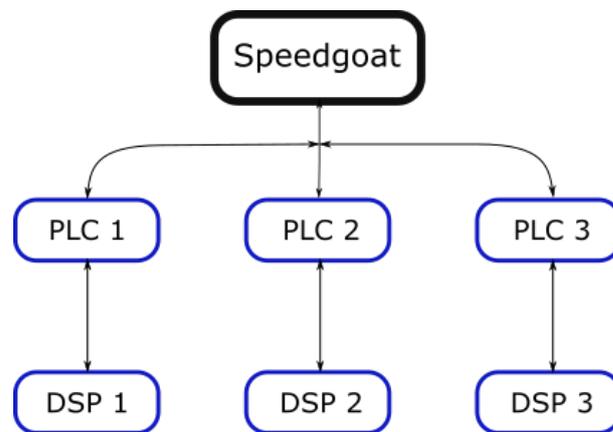


Figura 3.4 Esquema comunicaciones.

La comunicación que se realiza entre los distintos convertidores (VSC) de la red se realiza de forma análoga a como se explicó en la sección 2.3, en la que se detalla el uso de un bus CAN que conecta los equipos disponibles. La conexión entre los VSCs se realiza mediante cables de ethernet al igual que con los prototipos de EASY-RES.

Esta red CAN necesita de resistencias y filtros de fin de línea para que la señal diferencial se propague con la mayor limpieza posible y sin rebotes al emplear, en el caso de las resistencias de fin de líneas, la resistencia característica del bus (60Ω).

El centro de comunicaciones del sistema se basa en Speedgoat como se aprecia en la figura 3.4, dado que Speedgoat se comunica con los distintos PLCs del sistema, y estos, a su vez, con sus respectivos DSPs. De esta forma, la comunicación se realiza en paralelo entre los equipos del sistema, de forma eficiente.

3.4 Nivel de monitorización y adquisición de datos

Los ensayos deben realizarse en condiciones de seguridad, por tanto, la monitorización en tiempo real de lo que sucede en el sistema es primordial para actuar con premura en caso de un funcionamiento erróneo de algunos de los dispositivos del sistema y evitar así un deterioro de los equipos. Cabe recordar que los dispositivos empleados son prototipos, con lo que pueden darse contratiempos, como por ejemplo, la saturación de los convertidores al funcionar a potencias elevadas próximas a la máxima permitida del equipo.

Analizando los datos obtenidos, se consigue optimizar el uso de los equipos y mejorar los prototipos empleados en los ensayos.

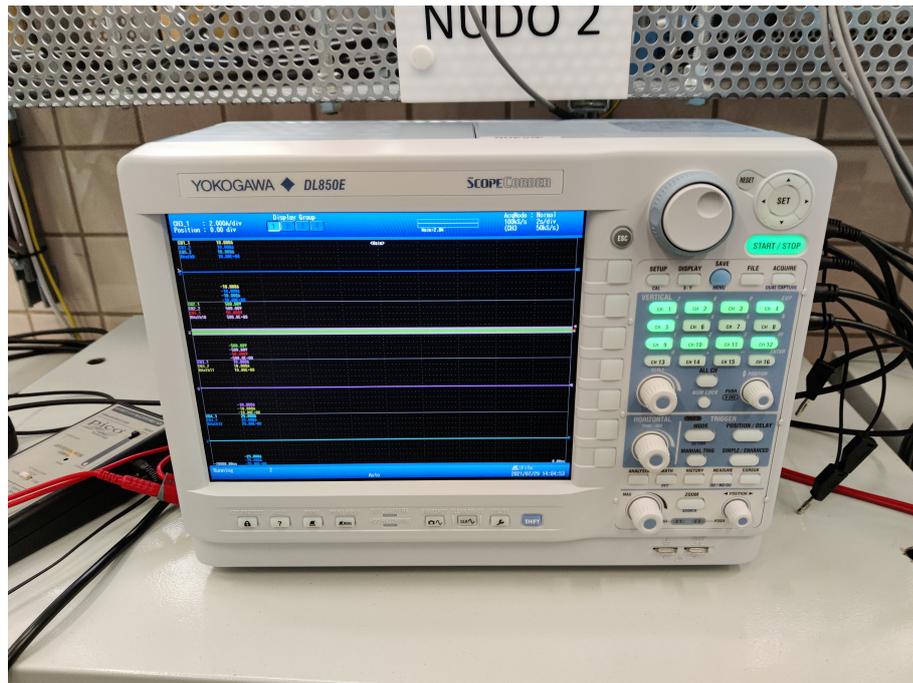


Figura 3.5 Osciloscopio Yokogawa DL850E.

La figura 3.5 muestra un osciloscopio, un equipo capaz de mostrar mediante pinzas el estado del sistema en los puntos en los que se coloquen dichas pinzas. La monitorización mediante el uso de un osciloscopio muestra corrientes y tensiones en tiempo real del sistema, permitiendo tratar las señales para que muestre valores computados como los valores RMS de las señales o aplicar filtros a las medidas para observar sin ruido excesivo lo que ocurre en el sistema. El osciloscopio empleado en el laboratorio es el Yokogawa DL850E. Adicionalmente, permite tomar datos precisos según el tiempo de muestreo y la banda temporal para guardarlos en una base de datos y analizarlos tras el ensayo.

La adquisición principal de los datos de los ensayos se realiza mediante el uso de un equipo denominado Speedgoat, que se muestra en la figura 3.6. Speedgoat es capaz de registrar los distintos valores de la red que recibe por comunicación CAN, y los recopila cada medio segundo, de esta forma, se consigue al final de los ensayos un fichero con todas las medidas de tensión y corriente deseada de los distintos nudos del sistema para analizarlos con los resultados simulados, siendo esta comparación el objeto del trabajo.



Figura 3.6 Speedgoat empleada para comunicaciones y adquisición de datos.

La utilización de Speedgoat para la adquisición de los datos completos del ensayo y no el osciloscopio se debe a la duración total de los ensayos, que además, de registrar los datos de forma tan precisa como ocurre al usar el osciloscopio, se generarían archivos de gran tamaño con un exceso de datos que complicaría su tratamiento para los tiempos de ensayo. Además, para la comparación con los valores de simulación, no existe la necesidad de recopilar los datos en cada instante de tiempo.

La conexión de Speedgoat con el resto de los dispositivos del sistema se realiza mediante un bus CAN cuyos cables ethernet llega a todos los equipos, siendo Speedgoat uno de los puntos de fin de línea y el dispositivo máster que entrega las consignas de potencia a seguir por los convertidores del sistema en cada instante del ensayo a realizar, además de la recopilación de datos que se mencionó anteriormente.

4 Descripción de los perfiles de carga y generación

En la presente sección se detallarán y analizarán los perfiles de carga y generación que se utilizarán en la realización de los distintos ensayos. Esto es, para cada algoritmo a realizar experimentalmente, se empleará un escenario de generación y carga particular que permita poner de manifiesto el correcto funcionamiento de cada uno de ellos, siempre respetando un escenario realista dentro del marco referente al proyecto.

A lo largo del capítulo se mostrará un perfil de generación y carga característico para cada caso, es decir, los distintos algoritmos se analizarán para distintos estado de carga y factores de potencia diferentes, y para clarificar la sección, se destacará un estado de carga y factor de potencia que ejemplifique el perfil general a utilizar.

Cabe destacar la correspondencia de los VSCs con su respectivo nudo de la red del esquema unifilar mostrado en la figura 3.1, siendo Regatron -nudo 1- el nudo Slack que asume la diferencia entre generación y consumo de la red, al ser considerado como punto de interconexión. En el se sitúan medidas para conocer la circulación de potencia y tensiones del nudo.

Tabla 4.1 Correspondencia del VSC y su nudo asociado.

<i>VSC</i>	<i>Funcion</i>	<i>Nudo</i>
VSC 2	Generación	Nudo 8
VSC 3	Generación	Nudo 9
VSC 4	Generación	Nudo 10
VSC 5	Consumo	Nudo 11
VSC 6	Consumo	Nudo 12

4.1 Validación experimental de la red

En primer lugar, se realizará un análisis de la similitud de la red de baja tensión a escala utilizada en los ensayos con la red real empleada en la simulación, con objeto de asegurar unos resultados acordes a lo esperado en ensayos venideros más complejos.

Por tanto, en este análisis se emplean perfiles de generación y carga constantes y de factor de potencia unidad, es decir, tan solo se opera con potencia activa, mostrándose el escenario correspondiente a un estado de carga del 50%, correspondiente a 10 kW, donde se observa que los convertidores siguen su referencia de consigna:

- VSC 2 - Figura 4.1: Genera una potencia activa de 3.4 kW por fase.
- VSC 3 - Figura 4.2a: Genera una potencia activa de 3.4 kW por fase.
- VSC 4 - Figura 4.2b: Genera una potencia activa de 3.4 kW por fase.
- VSC 5 - Figura 4.3a: Consume una potencia activa de 3.4 kW por fase.
- VSC 6 - Figura 4.3b: Consume una potencia activa de 1.6 kW por fase.

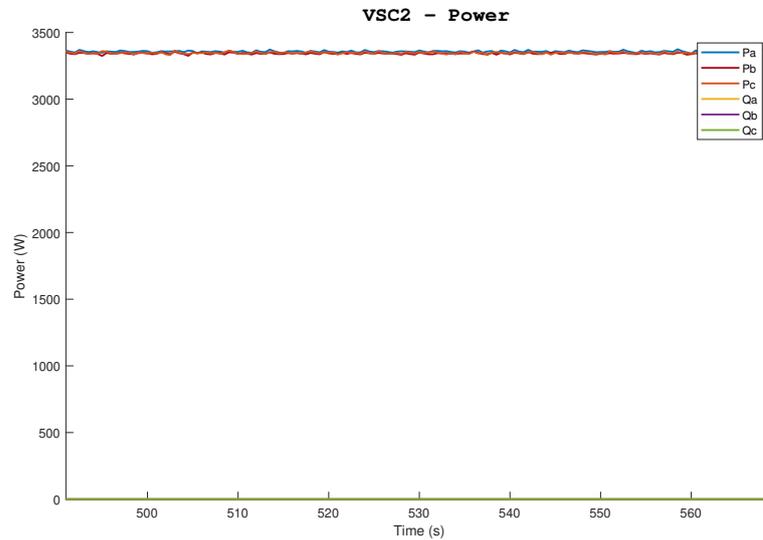
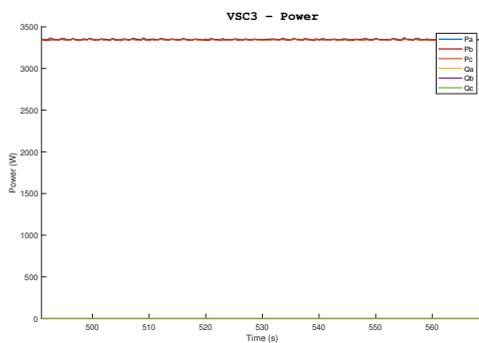
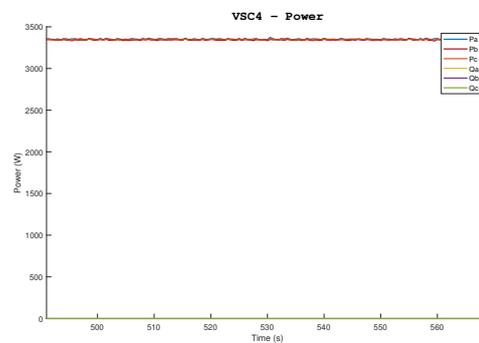


Figura 4.1 Potencia VSC2 nudo 8.

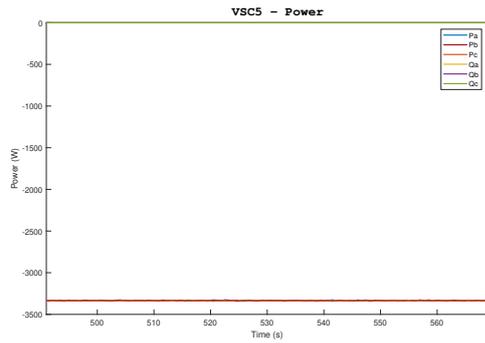


(a) Potencia VSC3 nudo 9.

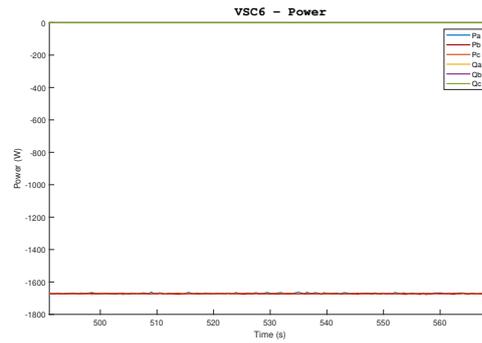


(b) Potencia VSC4 nudo 10.

Figura 4.2 Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10.



(a) Potencia VSC5 nudo 11.



(b) Potencia VSC6 nudo 12.

Figura 4.3 Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12.

4.2 Control de tensiones

El siguiente algoritmo se corresponde con el control de tensiones, para el que se emplea un perfil de potencia dinámico, con el fin de analizar posteriormente la variación de tensiones en los nudos a lo largo del tiempo.

Los perfiles de generación empleados se corresponden con una generación de carácter fotovoltaico a lo largo de un día, siendo compactado en el tiempo para poder ser realizado en un ensayo de laboratorio. Este perfil de generación tiene como característica principal la presencia de dos picos de generación de potencia, separados ambos por un valle, esto es debido a la energía irradiada en la placa fotovoltaica y la temperatura que alcanza, siendo este último un factor que empeora las prestaciones de los paneles.

El periodo clave de análisis se enmarca entre los segundos 200 y 400 de simulación, donde la generación fotovoltaica eroga su potencia. El estado de los nudos en el tiempo es el siguiente:

- VSC 2 - Figura 4.4: Genera una potencia activa de 3.5 kW por fase en su pico, que coincide con una inyección de reactiva de 1 kVAr por fase.
- VSC 3 - Figura 4.5a: Genera una potencia activa de 3.5 kW por fase en su pico.
- VSC 4 - Figura 4.5b: Genera una potencia activa de 3.5 kW por fase en su pico.
- VSC 5 - Figura 4.6a: Representa un nudo de consumo con un perfil característico de la red, cuyo pico se sitúa hacia el final del periodo representando una carga de 1.5 kW por fase. También fluctúa la potencia reactiva que aporta.
- VSC 6 - Figura 4.6b: Muestra un perfil análogo al del VSC5.

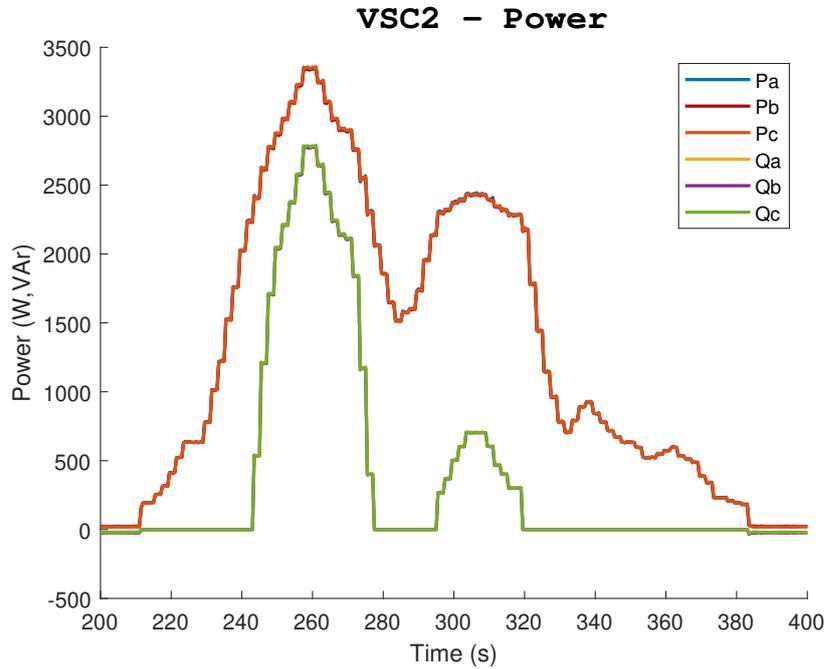
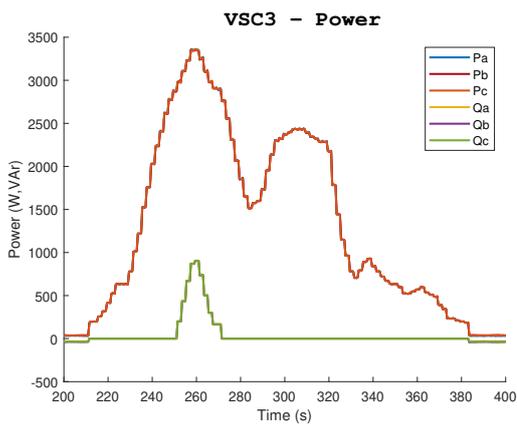
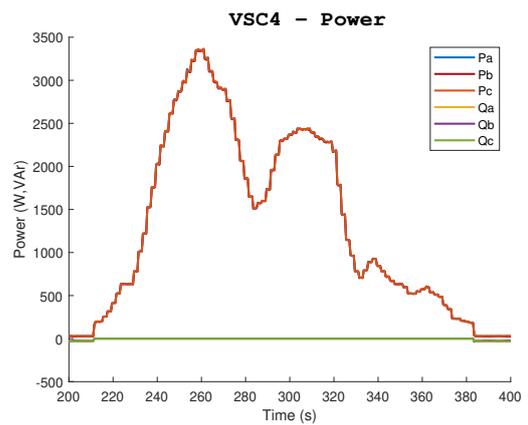


Figura 4.4 Potencia VSC2 nudo 8 para control de tensiones.

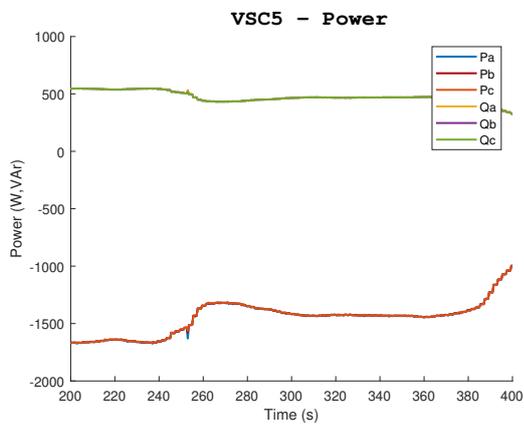


(a) Potencia VSC3 nudo 9.

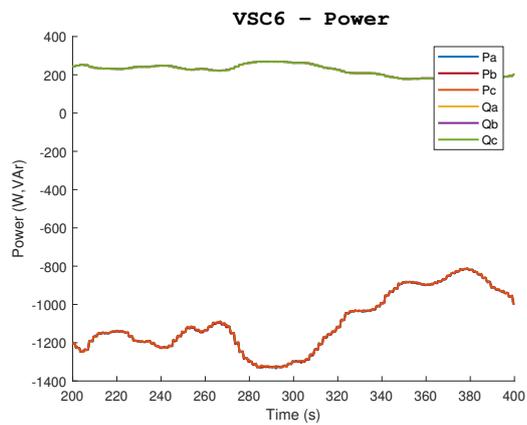


(b) Potencia VSC4 nudo 10.

Figura 4.5 Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10 para control de tensiones.



(a) Potencia VSC5 nudo 11.



(b) Potencia VSC6 nudo 12.

Figura 4.6 Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12 para control de tensiones.

4.3 High Frequency Power Smoothing

El perfil empleado para el análisis del "High Frequency Power Smoothing (HFPS)" presenta una gran variabilidad en la potencia entregada, generando grandes gradientes de potencia que deberán ser suavizados.

Siguiendo con los perfiles relacionados a la energía fotovoltaica como fuente primaria, para este análisis se expone un perfil asociado a las variaciones que experimentaría la radiación incidente en los paneles solares en días nublados o ante el paso de una nube, generando un efecto pantalla irregular.

El marco de estudio de este ensayo se halla entre los 200 y 800 segundos de la simulación, donde se experimentan los elevados gradientes de potencia. Los distintos VSCs se comportan de la siguiente forma en el ensayo tipo de 15 kVA:

- VSC 2 - Figura 4.7: Parte de una generación de potencia activa de 5 kW por fase en su funcionamiento base previo a la perturbación, que genera valles de hasta 2 kW.
- VSC 3 - Figura 4.8a: Genera previamente una potencia activa de 5 kW por fase, con un comportamiento análogo al VSC 2.
- VSC 4 - Figura 4.8b: Genera previamente una potencia activa de 5 kW por fase, con un comportamiento análogo al VSC 2 y 3.
- VSC 5 - Figura 4.9a: Representa un nudo de consumo con un incremento de la demanda en torno a la mitad del ensayo, cuyo pico se sitúa en la zona intermedia representando una carga de 1.5 kW por fase. También fluctúa la potencia reactiva que aporta de forma análoga.
- VSC 6 - Figura 4.9b: Presenta un comportamiento como nudo de consumo con crecimiento en la demanda de potencia activa similar al VSC 5, aunque en este caso lo realiza con mayor variación en la potencia demandada y con un pico que se sitúa hacia el final del periodo de hasta 1.5 kW por fase.

El gradiente de potencia se sitúa en este escenario en valores en torno 156.19 W/s por fase, haciendo una pendiente superior a los 450 W/s en conjunto para cada convertidor.

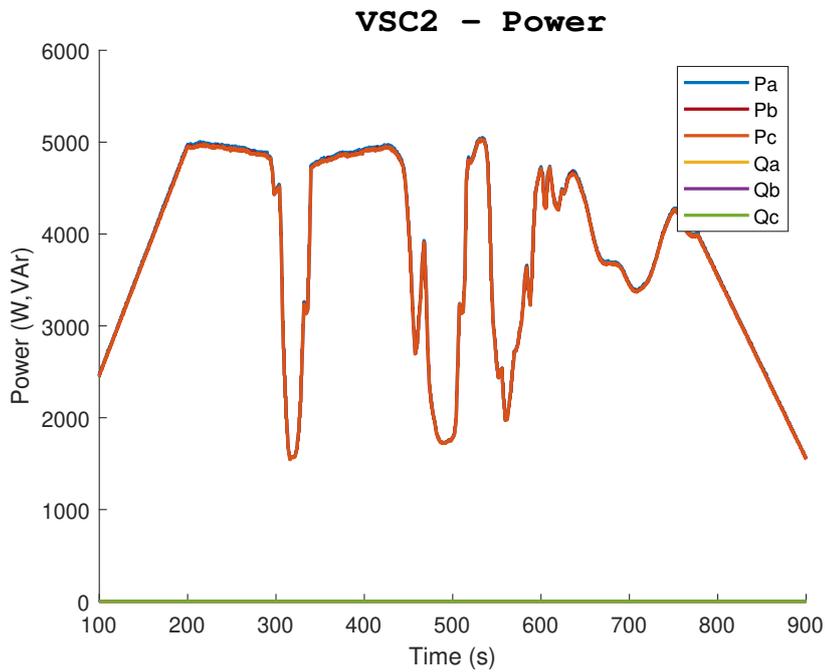
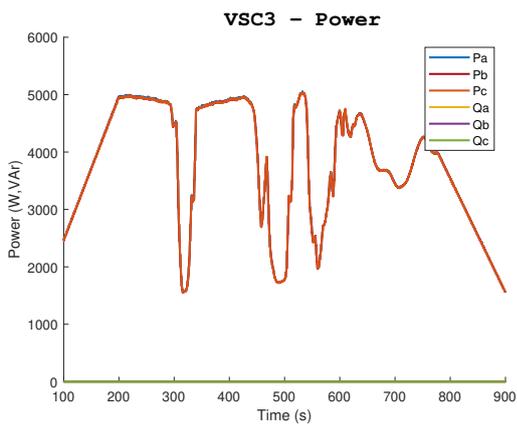
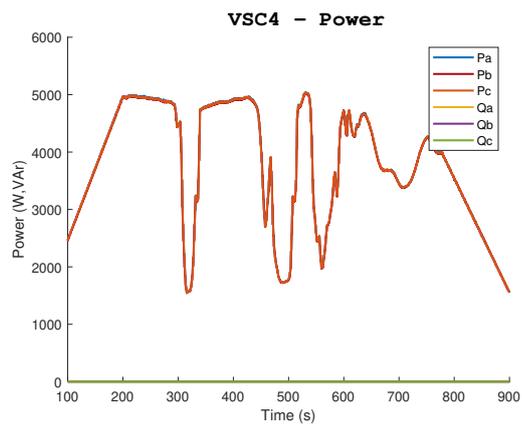


Figura 4.7 Potencia VSC2 nudo 8 para HFPS.



(a) Potencia VSC3 nudo 9.



(b) Potencia VSC4 nudo 10.

Figura 4.8 Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10 para HFPS.

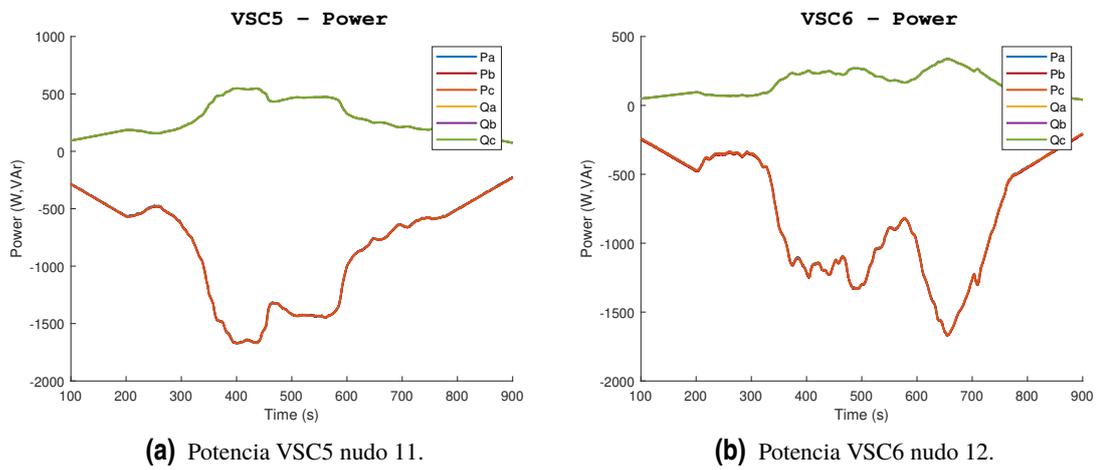


Figura 4.9 Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12 para HFPS.

4.4 Primary Frequency Response

A continuación, se muestran los perfiles correspondientes a un ensayo tipo de "Primary Frequency Response (PFR)", para el que se emplea un periodo en tiempo real de generación, debido a que lo importante es observar el comportamiento de los VSCs ante variaciones de la frecuencia.

El marco temporal en el que ocurre el evento de frecuencia está entre 100 y 400 segundos, cuando la generación muestra un perfil que aumenta progresivamente con una pendiente baja.

Los perfiles de los nodos se generan de la siguiente forma:

- VSC 2 - Figura 4.10: Genera una potencia activa de 3.5 kW que crece en el tiempo hasta 3.75 kW por cada fase.
- VSC 3 - Figura 4.11a: Genera una potencia activa con un comportamiento análogo al VSC 2.
- VSC 4 - Figura 4.11b: Genera una potencia activa con un comportamiento análogo al VSC 2.
- VSC 5 - Figura 4.12a: Representa una carga rígida de valor 1.5 kW de potencia activa y de 500 VAR de potencia reactiva. Su variación no es destacable.
- VSC 6 - Figura 4.12b: Representa una carga con un perfil similar al VSC5, de valor 1.2 kW de potencia activa y de 200 VAR de potencia reactiva.

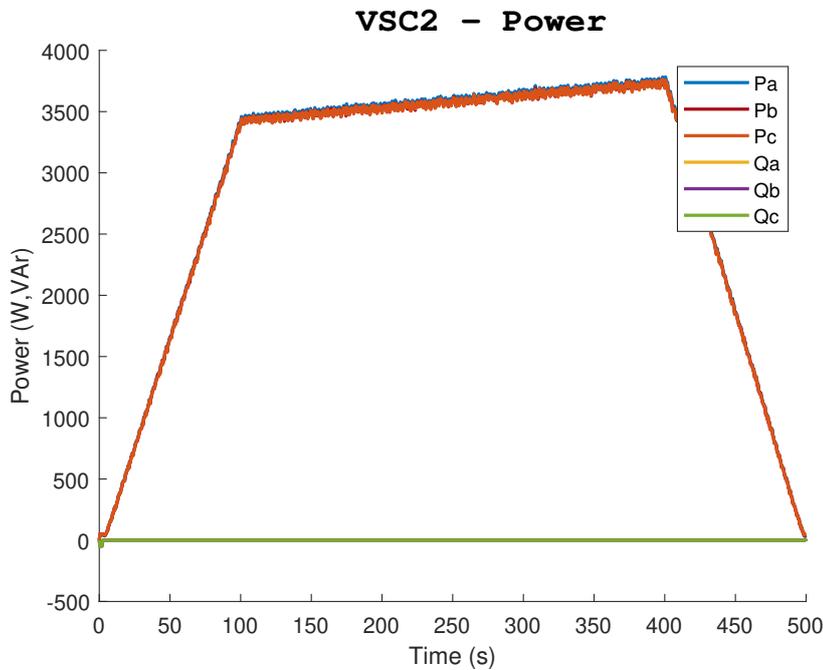


Figura 4.10 Potencia VSC2 nudo 8 para PFR.

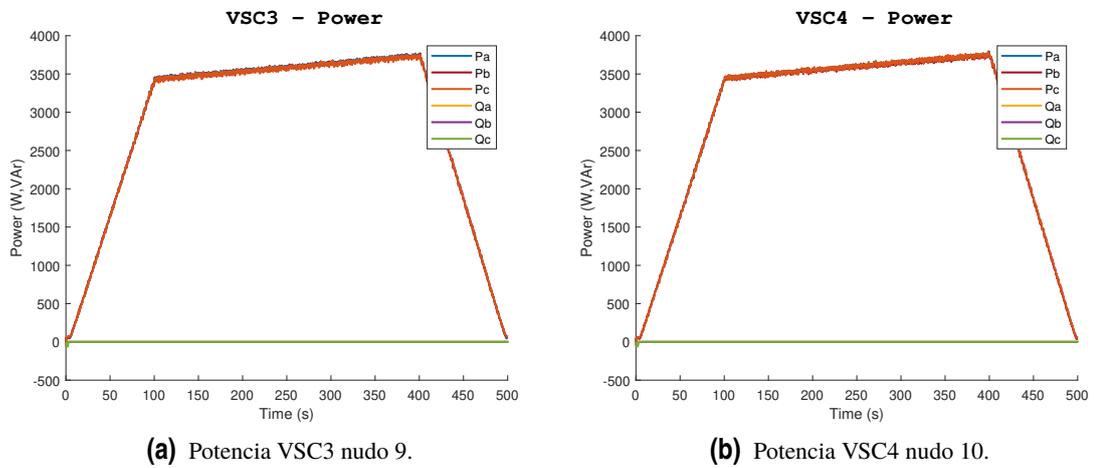


Figura 4.11 Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10 para PFR.

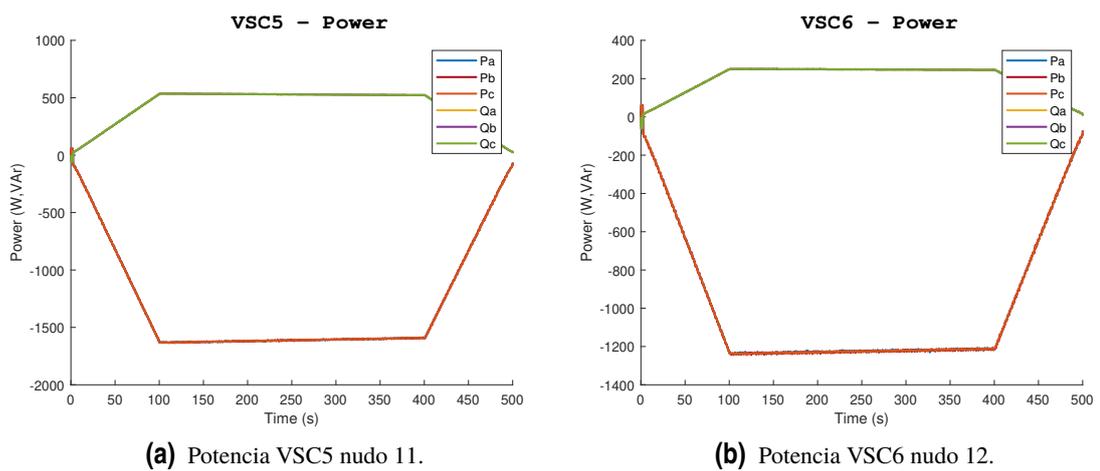


Figura 4.12 Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12 para PFR.

5 Algoritmos evaluados a nivel de red

En el presente capítulo se mostrarán los resultados obtenidos en los ensayos experimentales realizados en el laboratorio y su comparación con los resultados obtenidos en las simulaciones.

Para ello, en primer lugar se realizará una validación experimental de la red, en la que se comprobará la fidelidad a la realidad de la misma. Posteriormente, se realizarán las pruebas referentes a los algoritmos propuestos en el proyecto EASY-RES.

5.1 Validación experimental de la red

Los resultados de la presente sección consisten en analizar las tensiones obtenidas en los diferentes nudos de la red ante una generación y consumo de potencia determinados, comparándolo con un flujo de carga realizado para cada escenario mediante simulación.

Los escenarios analizados se diferenciarán en el estado de carga de la red, al 25%, que se corresponde a una potencia aparente de 5 kVA, y al 50%, siendo en este caso una potencia aparente de 10 kVA. La segunda variable será el factor de potencia empleado en la generación y consumo de los nodos, empleándose un factor de potencia unidad y un factor de 0.9 tanto inductivo como capacitivo.

A continuación, se mostrarán los resultados en tablas en las que se indicará la carga y generación de los nudos, así como el voltaje medido en el ensayo experimental y el voltaje obtenido mediante un flujo de cargas. Finalmente la última columna mostrará el error relativo en porcentaje entre las tensiones obtenidas por ambos métodos, dando visibilidad a la similitud obtenida entre la red de baja tensión a escala y la empleada en las simulaciones.

Validación experimental para un estado de carga del 25%

En la tabla 5.1 se muestran los resultados obtenidos para un factor de potencia unidad para una potencia aparente de 5 kVA en la generación y consumo de los nodos. Para este escenario, el máximo error relativo obtenido es del 0.287% en el bus 9, con lo que se logra un resultado con una alta fidelidad al entorno simulado.

En el escenario de la tabla 5.2, correspondiente a un factor de potencia 0.9 inductivo y una potencia aparente de 5 kVA en la generación y consumo de los nodos, se aprecia un ligero aumento en el error relativo obtenido, siendo el mayor del 0.389% en el bus 11. No obstante, puede seguir considerándose un error reducido y de alta fidelidad.

Por último para este estado de carga, en la tabla 5.3 se exponen los resultados correspondientes a un factor de potencia 0.9 capacitivo, observándose una tendencia similar a cuando el factor de potencia era inductivo, dado que el orden de magnitud del error relativo máximo crece respecto al caso base de factor de potencia unidad, pero permanece en el mismo nivel del inductivo, lográndose en este caso un error relativo del 0.376% de nuevo en el bus 9.

Tabla 5.1 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 25% y factor de potencia unidad.

<i>Bus</i>	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	229.922	230.173	0.109
8	5056.137	0	237.282	237.032	-0.1058
9	5049.764	0	237.446	236.767	-0.287
10	5054.843	0	234.562	234.652	0.039
11	-5013	0	227.014	227.494	0.211
12	-5013.882	0	229.23	229.35	0.051

Tabla 5.2 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 25% y factor de potencia 0.9 inductivo.

<i>Bus</i>	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	229.335	229.875	0.235
8	4539.101	-2199.235	233.998	234.403	0.173
9	4533.353	-2196.378	234.303	234.248	-0.023
10	4537.395	-2198.286	232.349	232.942	0.254
11	-4505.151	2182.672	226.411	227.294	0.389
12	-4504.622	2182.48	228.393	229.013	0.270

Tabla 5.3 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 25% y factor de potencia 0.9 capacitivo.

<i>Bus</i>	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	230.379	230.424	0.019
8	4538.490	2198.843	238.732	238.178	-0.232
9	4534.921	2197.254	238.754	237.858	-0.376
10	4539.450	2199.509	235.328	235.371	0.019
11	-4505.156	-2182.745	227.654	228.158	0.220
12	-4505.901	-2183.196	229.777	229.784	0.003

Tras lo observado en este apartado, podría decirse que al disminuir el factor de potencia para un mismo estado de carga, aumenta ligeramente el error relativo obtenido respecto a cuando se emplea un factor de potencia unidad, en el que los resultados obtenidos experimentalmente se asemejan en gran medida a los del entorno simulado. No obstante, en todos los escenarios se logran resultados satisfactorios en lo que a fidelidad se refiere.

Validación experimental para un estado de carga del 50%

Se muestran los resultados obtenidos para un factor de potencia unidad para una potencia aparente de 10 kVA en la generación y consumo de los nodos en la tabla 5.4. Para este escenario, el máximo error relativo obtenido es del 0.332% en el bus 11, obteniendo un resultado coherente respecto al entorno simulado. Puede observarse el incremento en el error respecto al estado de carga del 25% que se mostró en el anterior apartado.

En el escenario de la tabla 5.5, correspondiente a un factor de potencia 0.9 inductivo y una potencia aparente de 10 kVA en la generación y consumo de los nodos, se obtiene un aumento sensible en el error relativo obtenido, siendo el mayor del 0.820% en el bus 11. A pesar de ello, puede seguir considerándose un error reducido al no traspasar ni siquiera la barrera del 1%, dando resultados satisfactorios respecto al escenario simulado.

Finalmente, en la tabla 5.3 se muestran los resultados correspondientes a un factor de potencia

Tabla 5.4 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 50% y factor de potencia 1.

Bus	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	230.173	230.467	0.127
8	10046.386	0	243.833	244.215	0.156
9	10041.891	0	243.743	243.709	-0.014
10	10045.485	0	239.320	239.655	0.139
11	-10003.742	0	224.745	225.494	0.332
12	-5015.297	0	230.505	230.783	0.120

Tabla 5.5 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 50% y factor de potencia 0.9 inductivo.

Bus	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	228.013	229.585	0.684
8	9049.509	-4382.176	237.040	238.606	0.656
9	9045.294	-4380.078	237.156	238.308	0.483
10	9049.274	-4381.843	234.339	235.790	0.615
11	-9012.667	4364.333	222.678	224.520	0.820
12	-4503.784	2182.058	227.838	229.346	0.657

0.9 capacitivo, reduciéndose en este caso el error relativo respecto a lo que ocurría con el factor de potencia inductivo, asemejándose en gran medida al caso base con factor de potencia unidad, dado que se obtiene un error relativo máximo del 0.310% en el bus 9.

Tabla 5.6 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 50% y factor de potencia 0.9 capacitivo.

Bus	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	231.657	231.217	-0.190
8	9053.196	4384.019	247.259	246.835	-0.171
9	9047.803	4381.392	246.987	246.223	-0.310
10	9048.431	4381.764	241.819	241.450	-0.152
11	-9012.411	-4364.392	227.139	227.207	0.029
12	-4505.019	-2182.784	232.403	231.969	-0.187

Analizando los resultados, finalmente se observa una tendencia a incrementar el error respecto al estado simulado conforme aumenta el estado de carga. Esto es debido que al aumentar los niveles de circulación de potencia en la red quedan de manifiesto la variabilidad de los componentes empleados en la construcción de la red, es decir, los elementos presentan una tolerancia de serie que acota un error determinado en las impedancias empleadas, con lo que el error absoluto obtenido en los ensayos se puede magnificar ante mayores circulaciones de potencia. De igual forma, al emplearse factores de potencia inductivos puede amplificarse este error, aunque sin llegar a generar ningún tipo de adversidad para los experimentos venideros debido a que el máximo error relativo obtenido ha sido del 0.8% respecto al escenario simulado, siendo un resultado óptimo que valida la red de baja tensión a escala que se empleará en los ensayos.

5.2 Control de tensiones

El objetivo de la presente sección es evaluar el algoritmo de control de tensiones propuesto en el proyecto EASY-RES, para ello se introduce un enfoque en dos etapas para resolver eficientemente la regulación de tensión óptima en redes radiales de baja y media tensión [8].

El método propuesto emplea la potencia reactiva disponible de las unidades de generación distribuida y los cambiadores de tomas en carga de los transformadores de alta a media tensión para regular las tensiones del sistema, esto último se utiliza principalmente en redes de media tensión, con lo que principalmente se empleará la primera etapa en la red de baja tensión a escala disponible para los ensayos. Con este método se minimizan dos objetivos conflictivos, como son las pérdidas de energía en las redes de distribución y la frecuencia de los cambios de tomas. La metodología propuesta se caracteriza por su reducida complejidad computacional en comparación a la aplicación de las técnicas de optimización convencionales. Este algoritmo analiza el nudo más perjudicado en cuanto a la tensión que experimenta, modificando su actuación hasta introducirlo dentro de un rango de tensión permisible, tras esto, observa si se ha corregido la situación de la red con todos los buses en rango. Es decir, el método propone actuar en el nudo más desfavorable iterativamente hasta lograr tensiones reglamentarias.

Por tanto, el objetivo de este algoritmo de control es la regulación eficiente de tensiones en redes de distribución con una elevada penetración de generación distribuida, asegurando mínimas pérdidas de potencia activa. El método explota las características de inyección de potencia reactiva de las unidades de generación distribuida, dado que estas se conectan a la red mediante el uso de convertidores de potencia que permiten controlar las características de la potencia inyectada o absorbida en la red, asegurando que las tensiones en sus nudos se encuentren dentro del rango permitido [7].

Ensayo estático de potencia

En primer lugar se realiza un ensayo con perfiles de potencia estáticos, cuyos resultados se muestran a continuación en la tabla 5.7. Puede observarse cómo el algoritmo propuesto funciona de acorde a lo esperado en simulación, dado que obtiene unas tensiones muy similares a lo esperado, con un error relativo máximo de 0.469% en el nudo 12, el más alejado de la red. Conforme más próximo eléctricamente se halle el bus del punto de interconexión menor es el error relativo obtenido.

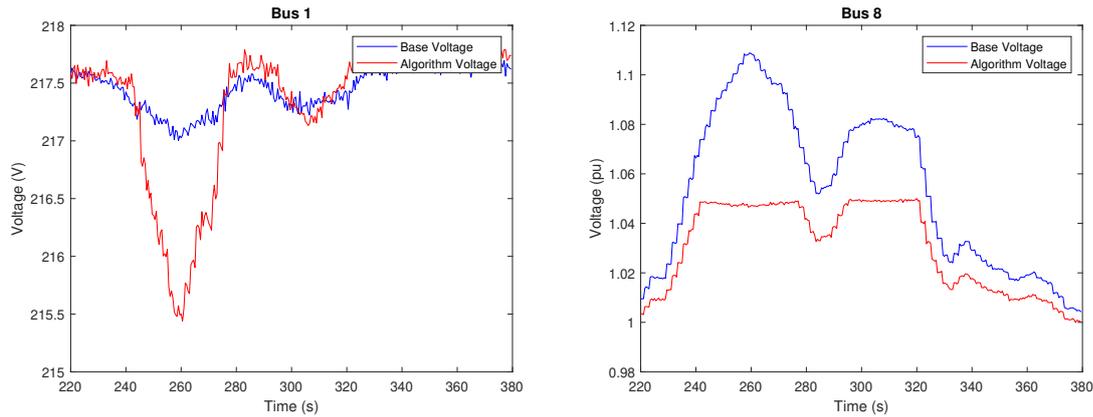
Tabla 5.7 Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 75%.

<i>Bus</i>	<i>P.Activa(W)</i>	<i>P.Reactiva(VAr)</i>	<i>Voltaje Exp(V)</i>	<i>Voltaje Sim(V)</i>	<i>Error Rel(%)</i>
2	0	0	214.818	214.818	1.066E-07
8	11293.803	-9336.098	225.656	225.509	-0.065
9	11301.902	-3103.176	225.937	225.513	-0.187
10	11306.078	0	223.713	222.592	-0.503
11	-4982.098	-1643.725	212.582	211.736	-0.399
12	-4981.039	-1643.372	214.326	213.325	-0.469

Ensayo con perfil dinámico de potencia a 15 kVA

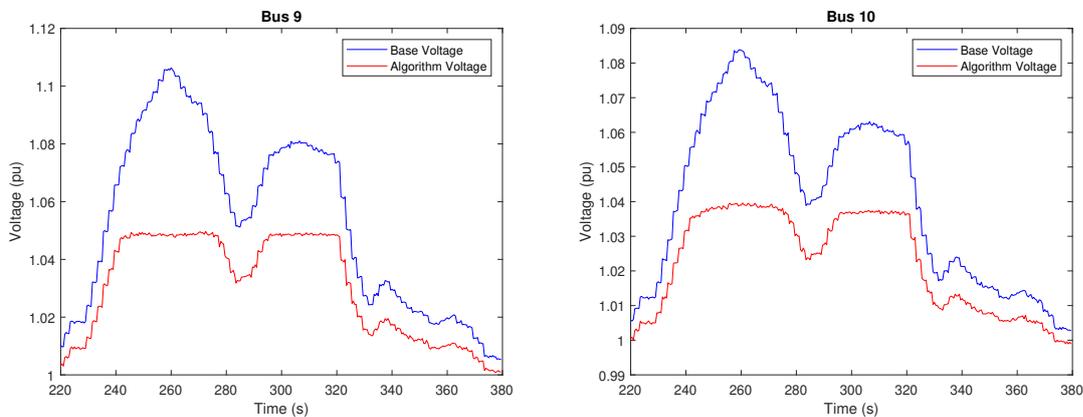
En el presente apartado se mostrarán los resultados correspondientes a un control de tensiones ante un perfil dinámico, que tal y como se explico en el capítulo anterior modela un perfil fotovoltaico, inyectando los equipos de EASY-RES una potencia máxima de 15 kVA.

En primer lugar, se presentan los resultados de las tensiones en los distintos nudos que componen la red, incluyendo cada figura la curva de tensiones cuando no se aplica el algoritmo de control de tensiones -curva azul- y la curva en caso de emplear dicho algoritmo -curva roja-. En las figuras 5.1b, 5.2a y 5.2b se muestran las tensiones en los nudos 8, 9 y 10, donde se sitúan los equipos de



(a) Tensión bus 1 con control de tensiones y caso base para 15 kVA. (b) Tensión bus 8 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

Figura 5.1 Tensión nudos 9 y 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.



(a) Tensión bus 9 con control de tensiones y caso base para 15 kVA. (b) Tensión bus 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

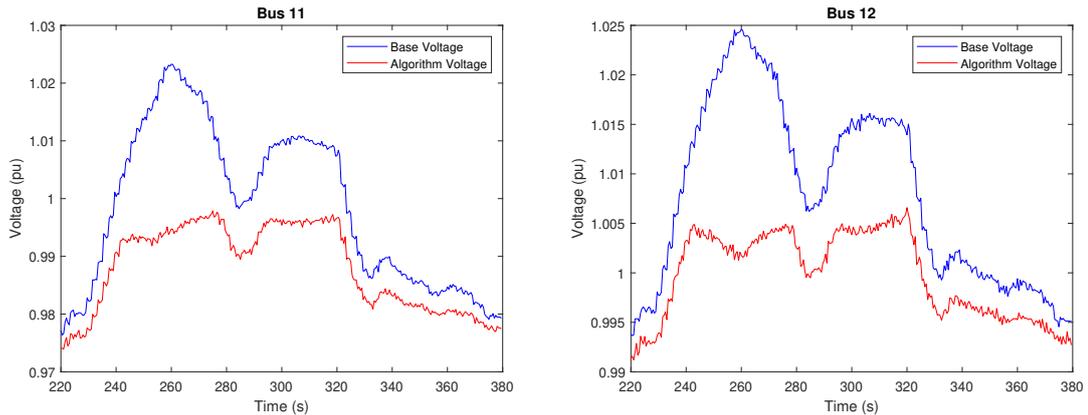
Figura 5.2 Tensión nudos 9 y 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

EASY-RES y, por tanto, los puntos desde donde se puede actuar mediante el algoritmo de control de tensiones. Puede apreciarse cómo en el bus 8, la tensión pasa de un máximo de 1.15 p.u. al valor máximo permitido de 1.05 p.u., ocurriendo análogamente en el resto de nudos de la red, logrando controlar las tensiones de estos nudos.

Por parte de los nudos 11 y 12, donde se sitúan las cargas y no se actúa directamente con los DRES, puede apreciarse en las gráficas 5.3a y 5.3b cómo la tensión se ve afectada por la acción de la absorción de potencia reactiva en los nudos cercanos de generación por parte de los convertidores.

En la cabecera, figura 5.1a, se observa cómo durante la aplicación del algoritmo existe un valle de menor tensión más pronunciado. Esto es debido a la mayor absorción de potencia reactiva, apreciable en la figura 5.6b, que realiza la fuente de tensión, que genera una caída de tensión.

El funcionamiento del algoritmo queda fehaciente en las figuras 5.4, 5.5a y 5.5b, donde se observa el funcionamiento de los equipos de EASY-RES en cuanto a la absorción de potencia reactiva se refiere para el control de las tensiones. Cabe recordar cómo el algoritmo procura introducir el menor número de elementos de control necesarios de forma simultánea para lograr que las tensiones permanezcan dentro de rango. Por ello, se observa cómo el equipo situado en el bus 8 actúa en los dos picos de tensión que se aprecian, mientras que el VSC del bus 9 tan solo es necesario para



(a) Tensión bus 11 con control de tensiones y caso base para 15 kVA. (b) Tensión bus 12 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

Figura 5.3 Tensión nudos 11 y 12 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

controlar el primero de los picos de tensión, y, por último, el equipo situado en el bus 10 no ve alterada su potencia inyectada a la red al considerarlo este algoritmo innecesario.

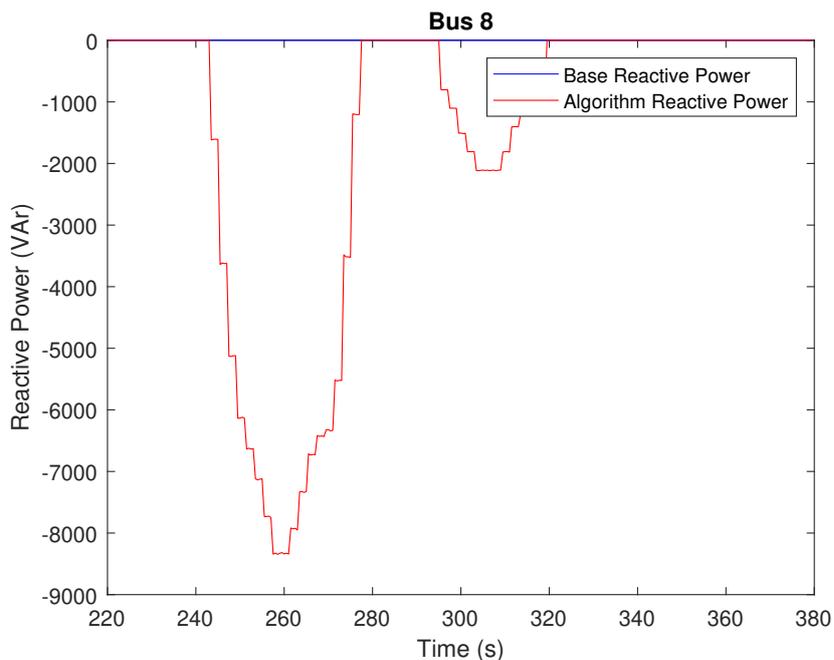
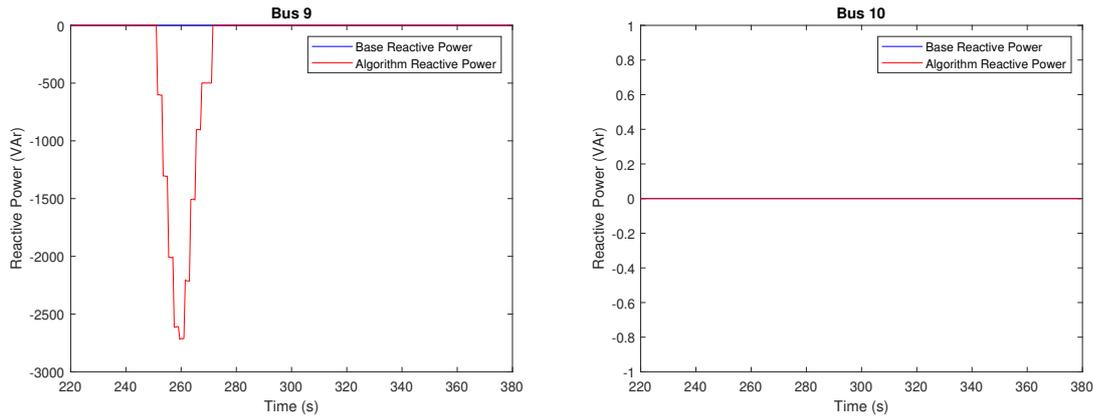


Figura 5.4 Potencia reactiva EASY-RES en bus 8 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

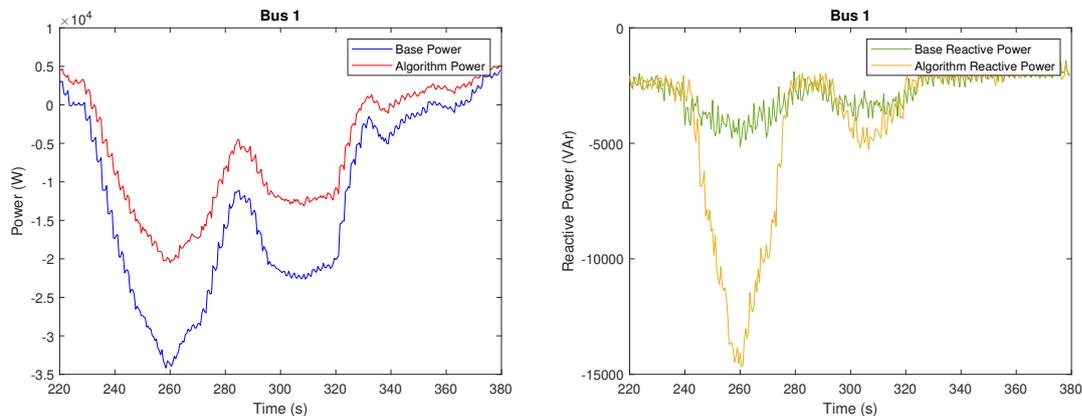
Por último, en la figura 5.6a se observa un menor flujo de potencia activa por la cabecera en el caso de aplicar el algoritmo de control de tensiones, esto se debe al detrimento del factor de potencia en la generación al absorber potencia reactiva para disminuir las tensiones, con lo que se genera una menor potencia activa frente al escenario base en el que no se aplica el algoritmo.

Como conclusión del apartado, pueden validarse los resultados obtenidos en los ensayos en la red de baja tensión a escala empleada, ya que estos reflejan el correcto funcionamiento de los convertidores de potencia asociados a los nudos para mantener la tensión en rangos aceptables mediante la inyección o absorción de potencia reactiva como apunta el algoritmo propuesto.



(a) Potencia reactiva EASY-RES en bus 9 con control de tensiones y caso base para 15 kVA. (b) Potencia reactiva EASY-RES en bus 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

Figura 5.5 Potencia reactiva EASY-RES en nudos 9 y 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.



(a) Flujo potencia activa en bus 1 con control de tensiones y caso base para 15 kVA. (b) Flujo de potencia reactiva en bus 1 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

Figura 5.6 Flujo de potencia en nudo 1 con control de tensiones y caso base para 15 kVA.

5.3 High Frequency Power Smoothing

El "High Frequency Power Smoothing (HFPS)" es un algoritmo de control cuyo objetivo es limitar la rampa de potencia erogada por, generalmente, la generación renovable distribuida. Esto es, ante variaciones agresivas en la fuente primaria de potencia, debido a la irregularidad que subyace en las energías renovables, trata de minimizar tales gradientes de generación, que complican la operación de la red eléctrica para garantizar un suministro fiable y seguro.

La base del algoritmo consiste en limitar la rampa de potencia, empleando un sistema de almacenamiento de energía capaz de compensar las variaciones de potencia y suavizar con ello el gradiente de potencia, aportando o absorbiendo energía según la fuente primaria baje o aumente su flujo de energía. Este sistema de almacenamiento de energía debe tener la capacidad de trabajar a un nivel de potencia elevado, así como tener una capacidad que le permita asistir a la generación durante un determinado periodo de forma continuada [9].

El ensayo realizado se centra en el control del inversor dentro del conjunto del convertidor de electrónica de potencia, es decir, parte de un enlace de tensión continua, fijado a 730 V, y eroga

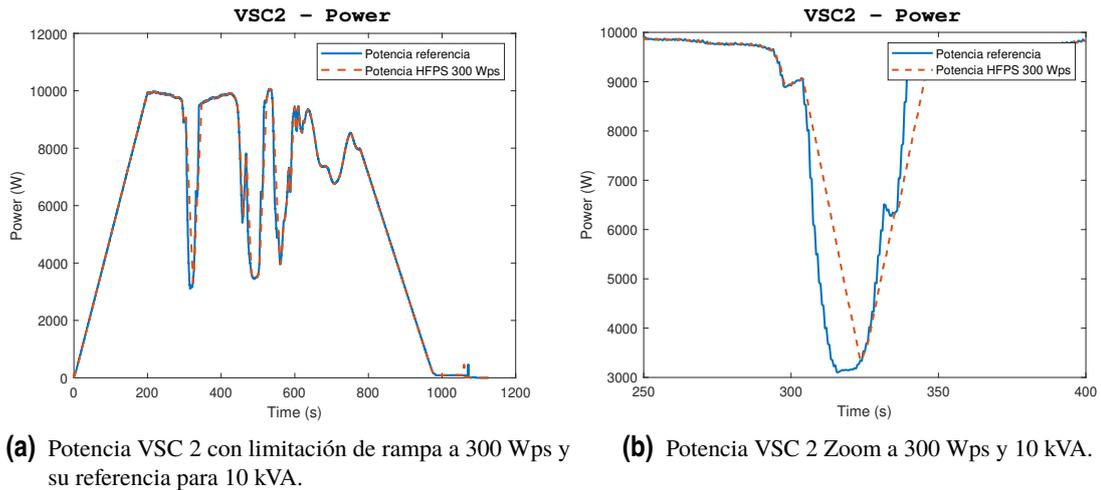


Figura 5.7 Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 10 kVA.

o absorbe potencia en función a las necesidades del sistema, realizando la fuente de continua el balance necesario para permitirlo sin caídas de tensión en el bus de continua. Es decir, para validar el ensayo no es necesario aplicar el control de un sistema de almacenamiento de energía, ya sea una batería o un supercondensador, sino que el objetivo del experimento es comprobar que el dispositivo es capaz de regular su potencia generada en base al algoritmo de HFPS propuesto.

Por este motivo, las figuras que se incluirán contendrán la información de la potencia que se inyecta en los nudos de generación, siendo estos los nudos 8, 9 y 10, que se corresponden con los convertidores VSC 2, VSC 3 y VSC 4.

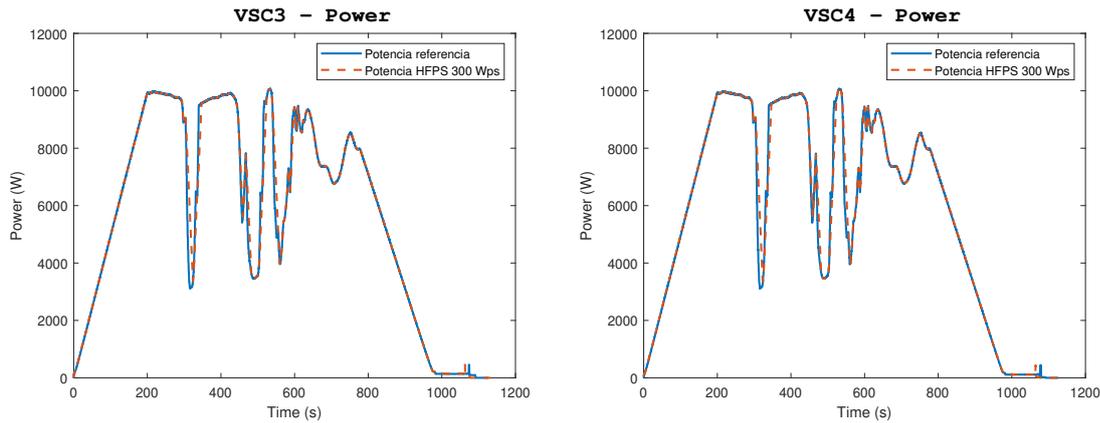
En primer lugar, se analizarán los escenarios en los que la rampa presente un valor máximo de variación de 300 vatios por segundo (Wps), para una potencia de generación máxima de 10 kVA primero, y posteriormente de 15 kVA. A continuación, se repetirán los valores de potencia para un filtrado de rampa más agresivo, permitiendo tan solo una variación de 150 Wps.

Ensayo HFPS con limitación de rampa a 300 Wps a 10 kVA

Comenzando con la limitación de rampa a 300 Wps a 10 kVA, en las figuras 5.7a, 5.8a y 5.8b se muestran los resultados de potencia extraídos en los VSC 2, 3 y 4, que se corresponden con los nudos en los que se inyecta la generación distribuida.

Analizando dichas figuras, puede observarse cómo la curva azul muestra la potencia de referencia que marca el perfil que simula una fuente primaria de energía con altas variaciones, y la curva naranja muestra la corrección que aplica el algoritmo para limitar el gradiente de generación a los 300 Wps indicados. En este apartado no existe una gran diferencia entre la diferencia y el camino que finalmente realiza tras aplicar el algoritmo, tan solo se aprecia en el primer valle de generación, en el que pasa de inyectar 10 kW a 3 kW en unos 25 segundos. Esta variación se muestra en el zoom aplicado en la figura 5.7b en el perfil de potencia dibujado por el VSC 2.

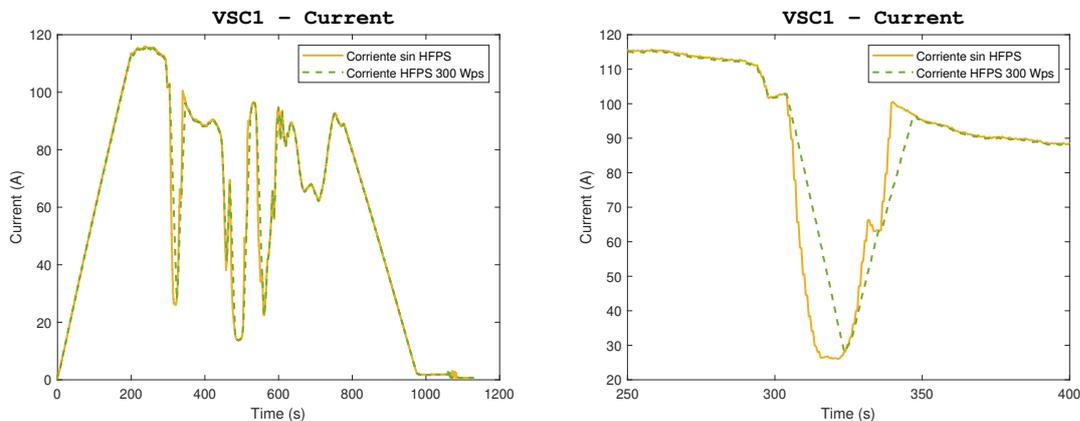
El análisis realizado para el funcionamiento del HFPS para la potencia activa afecta a las corrientes en la cabecera de la red de forma positiva análogamente, en la figura 5.9a se observa el comportamiento de la corriente circulante en el punto de interconexión, en la que se ha hecho un zoom en el primer valle, representado en la figura 5.9b. De esta forma, al aplicar este algoritmo la corriente que circula por el punto de interconexión se suaviza al igual que la potencia activa, en este caso, el pico inferior de corriente con HFPS y sin el se sitúan en torno a los 30 A, aunque aplicando el algoritmo desciende la corriente progresivamente y alcanza ese valor de forma instantánea.



(a) Potencia VSC 3 con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 10 kVA.

(b) Potencia VSC 4 Zoom a 300 Wps y 10 kVA.

Figura 5.8 Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 10 kVA.



(a) Corriente por cabecera con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 10 kVA.

(b) Corriente por cabecera con Zoom a 300 Wps y 10 kVA.

Figura 5.9 Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y sin HFPS para 10 kVA.

Ensayo HFPS con limitación de rampa a 300 Wps a 15 kVA

Siguiendo con la limitación de rampa a 300 Wps ahora para 15 kVA, en las figuras 5.10a, 5.11a y 5.11b se aprecia una mayor afectación del perfil de generación.

En este caso, la limitación de rampa tiene mayor presencia en el primer valle de generación, por ejemplo del VSC 2, en el que la referencia propone disminuirla de 15 kW a 5 kW en unos 20 segundos, con una rampa de 600 Wps. Sin embargo, aplicando HFPS, con la rampa limitada a 300 Wps, el control compensa la falta de potencia de la fuente primaria, haciendo que en este caso disminuya la generación hasta los 7 kW en lugar de los 5 kW de la referencia. Esta variación se muestra en el zoom aplicado en la figura 5.10b en el perfil de potencia dibujado por el VSC 2.

Análogamente, pueden analizarse las corrientes en la cabecera de la red como se ha realizado con la potencia activa. En la figura 5.12a se observa el comportamiento de la corriente circulante en el punto de interconexión, en la que se ha hecho un zoom en el primer valle, representado en la figura 5.12b. De esta forma, al aplicar este algoritmo la corriente que circula por el punto de interconexión se suaviza disminuyendo al igual que la potencia activa, en este caso, el pico inferior

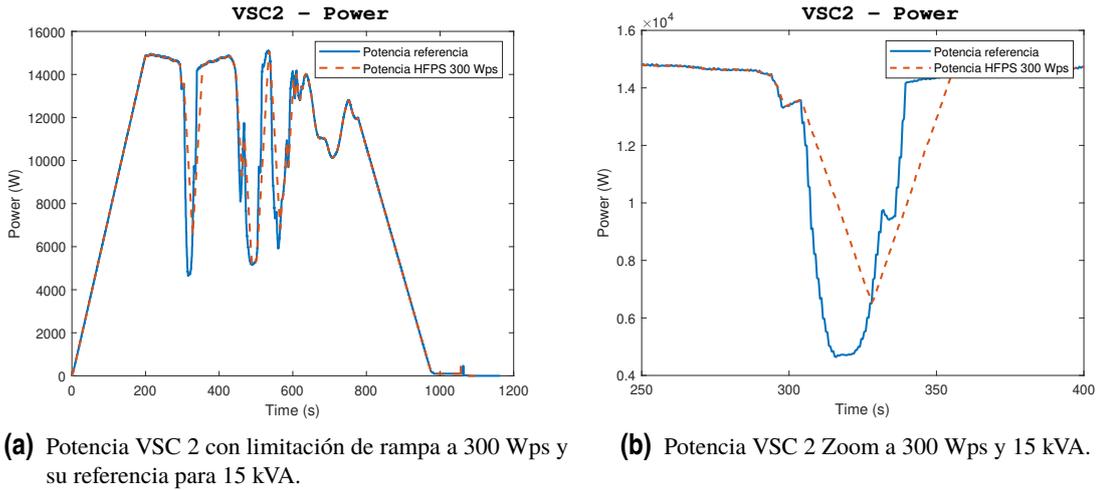


Figura 5.10 Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 15 kVA.

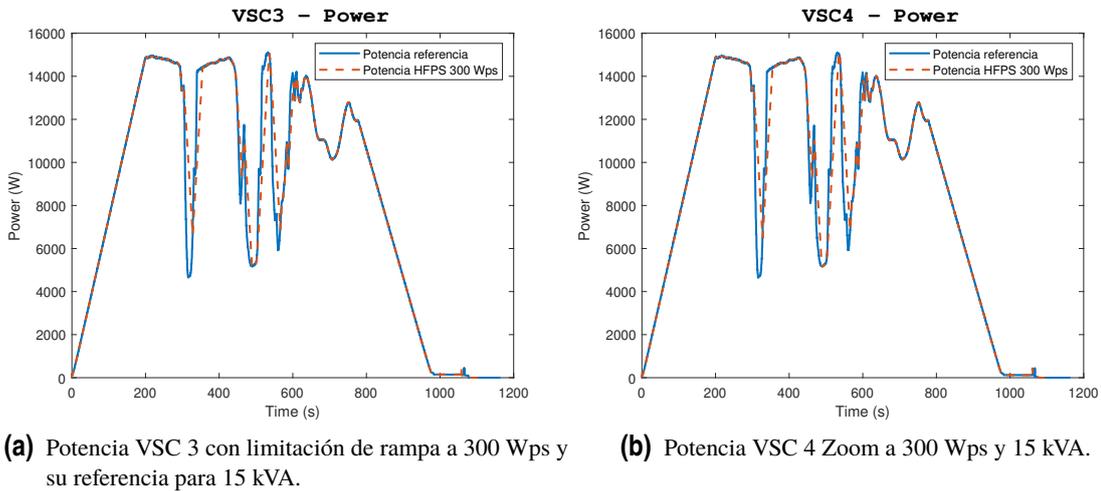
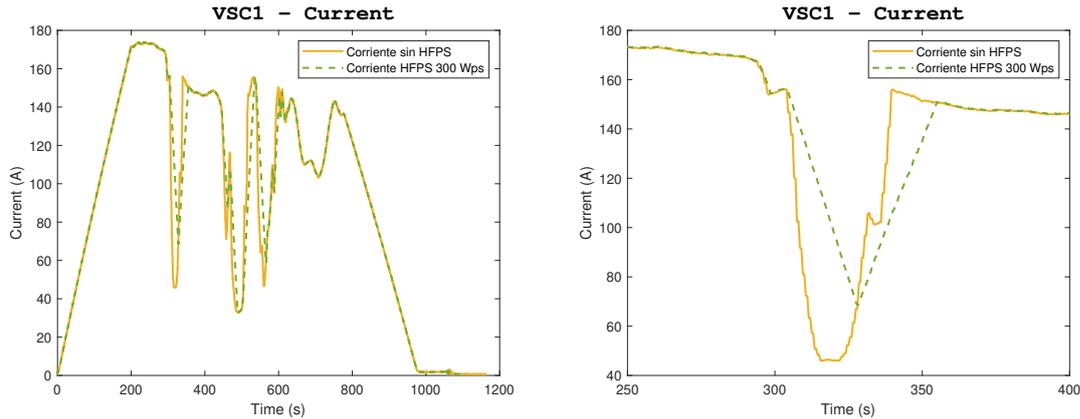


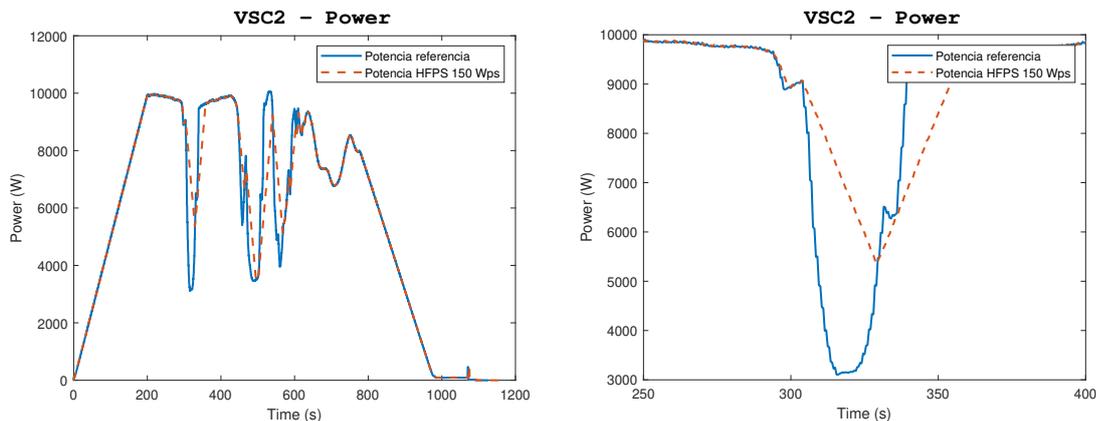
Figura 5.11 Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 15 kVA.

de corriente con HFPS desciende hasta los 80 A, mientras que sin el uso del algoritmo disminuiría hasta los 50 A, beneficiando la conexión de los convertidores ante cambios drásticos de generación cuando se aplica el algoritmo.



(a) Corriente por cabecera con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 15 kVA. (b) Corriente por cabecera con Zoom a 300 Wps y 15 kVA.

Figura 5.12 Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y sin HFPS para 15 kVA.



(a) Potencia VSC 2 con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA. (b) Potencia VSC 2 Zoom a 150 Wps y 10 kVA.

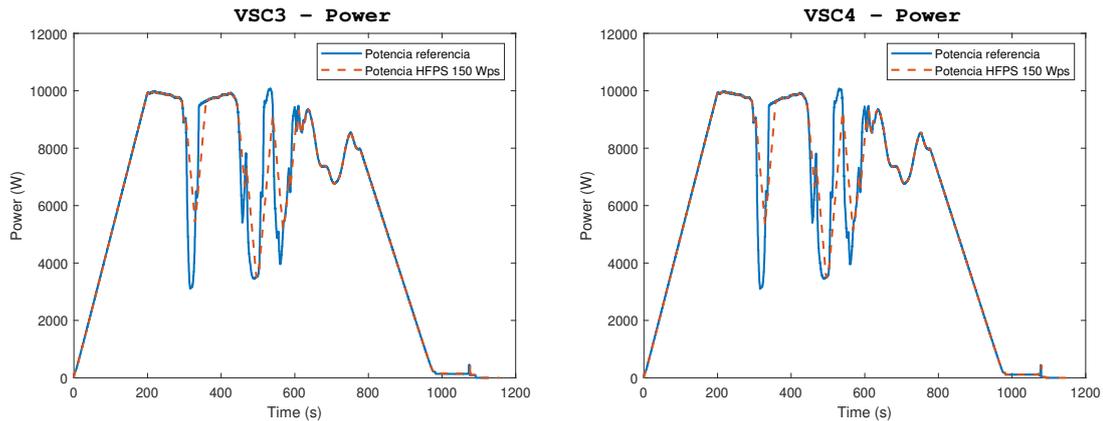
Figura 5.13 Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA.

Ensayo HFPS con limitación de rampa a 150 Wps a 10 kVA

A continuación, se aplica una restricción más agresiva de limitación de rampa, a 150 Wps ahora para 10 kVA, en las figuras 5.13a, 5.14a y 5.14b se muestran los resultados obtenidos, en los que se aprecia una mayor afectación del perfil dibujado por el convertidor frente a la referencia de la fuente primaria.

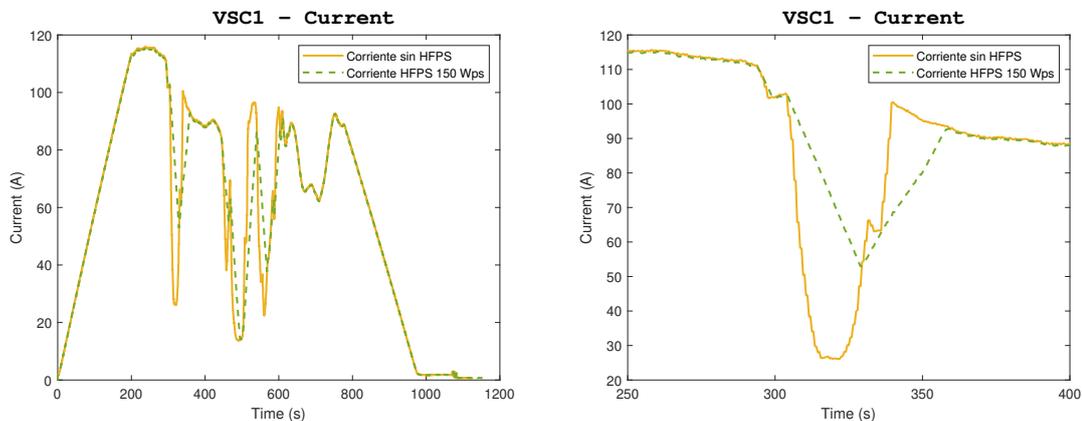
Ante este mayor suavizado de la generación, se aprecian mayores recortes en la generación, siguiendo con el énfasis sobre el primer valle del VSC 2, la caída de potencia se limita de una referencia de 10 kW a 3 kW hasta una caída desde los 10 kW a unos 6 kW antes de volver a subir al coincidir en la pendiente positiva cuando recupera la generación. De hecho, esta rampa positiva muestra que el algoritmo también limita la variación de potencia cuando esta aumenta rápidamente, suavizando también este gradiente satisfactoriamente en el presente escenario. Esta variación se muestra en el zoom aplicado en la figura 5.13b en el perfil de potencia dibujado por el VSC 2.

Análogamente, pueden analizarse las corrientes en la cabecera de la red como se ha realizado con



(a) Potencia VSC 3 con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA. (b) Potencia VSC 4 Zoom a 150 Wps y 10 kVA.

Figura 5.14 Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA.



(a) Corriente por cabecera con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA. (b) Corriente por cabecera con Zoom a 150 Wps y 10 kVA.

Figura 5.15 Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y sin HFPS para 10 kVA.

la potencia activa. En la figura 5.15a se observa el comportamiento de la corriente circulante en el punto de interconexión, en la que se ha hecho un zoom en el primer valle, representado en la figura 5.15b. De esta forma, al aplicar este algoritmo la corriente que circula por el punto de interconexión se suaviza disminuyendo al igual que la potencia activa, en este caso, el pico inferior de corriente con HFPS desciende hasta los 60 A, mientras que sin el uso del algoritmo disminuiría hasta los 30 A, con un gradiente pronunciado en ausencia de HFPS, con lo que se favorece la integración de DRES al aplicar el algoritmo ya que evita las variaciones bruscas de inyección de potencia en la red.

Ensayo HFPS con limitación de rampa a 150 Wps a 15 kVA

Finalmente, se realiza a 15 kVA el mayor suavizado de la potencia de 150 Wps, mostrándose en las figuras 5.16a, 5.17a y 5.17b los resultados obtenidos, donde se aprecia una gran influencia del HFPS en el perfil final a la salida del convertidor.

En el presente escenario puede comprobarse cómo la curva naranja, que representa la potencia erogada por el convertidor, recorta en gran medida los valles y picos que se producen tras una fuerte variación en la generación, apareciendo el perfil realmente suavizado en el tiempo, lo que favorece la

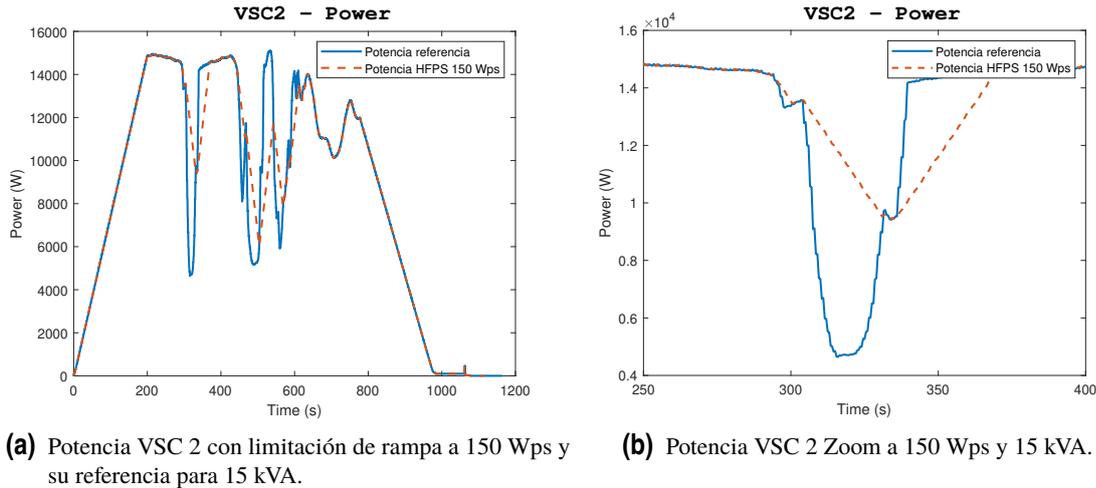


Figura 5.16 Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 15 kVA.

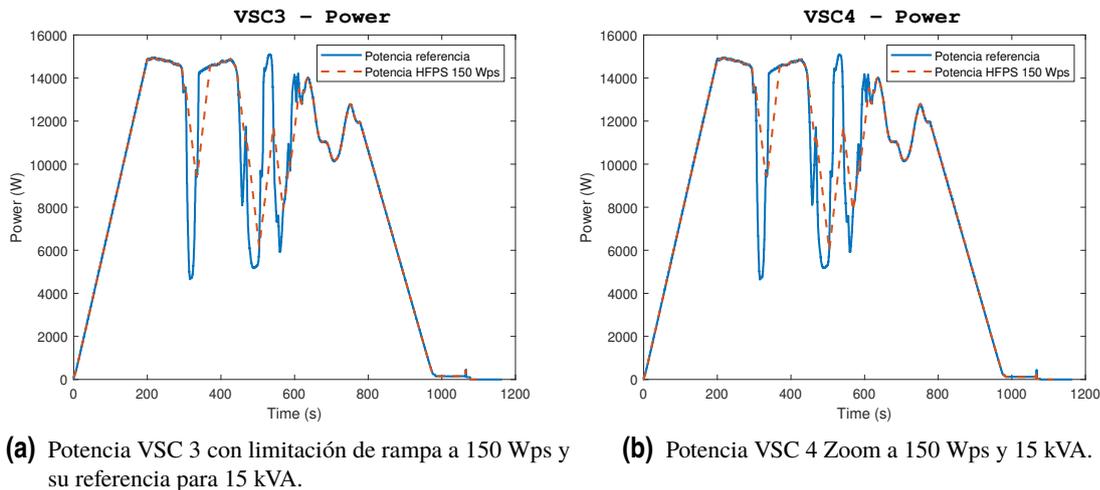
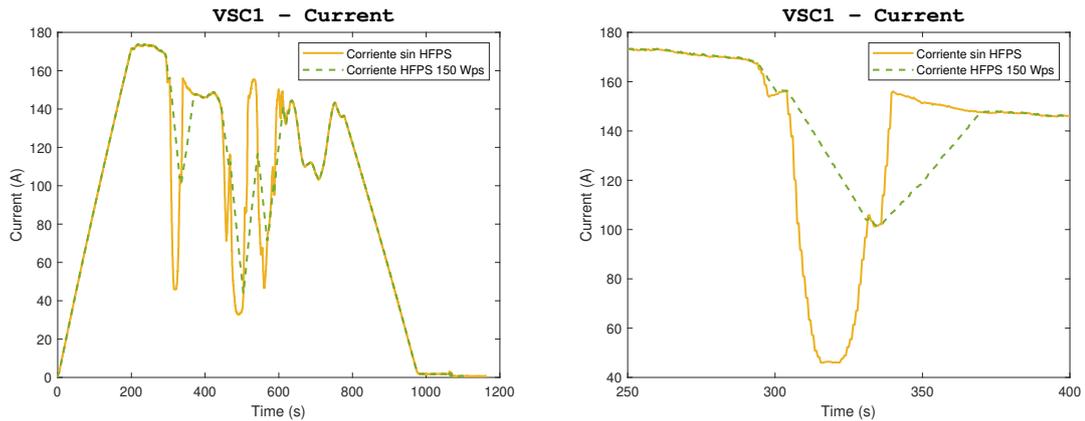


Figura 5.17 Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 15 kVA.

integración de un perfil irregular en la red. Matizando lo explicado, en el primer valle de generación, el HFPS recorta la bajada de 15 kW a 5 kW hasta una de menor gradiente de 15 kW a 10 kW, esta variación se muestra en el zoom aplicado en la figura 5.13b en el perfil de potencia dibujado por el VSC 2. Siguiendo en la figura del VSC 2, en la recuperación del segundo valle, no alcanza el tercer pico de generación de la referencia, recortando esta potencia y empleándola para, en caso de un ensayo completo con el almacenamiento, en recargar el sistema de almacenamiento de energía.

Análogamente, las corrientes también puede observarse. En la figura 5.18a se observa el comportamiento de la corriente circulante en el punto de interconexión, en la que se ha hecho un zoom en el primer valle, representado en la figura 5.18b. De esta forma, al aplicar este algoritmo la corriente que circula por el punto de interconexión se suaviza disminuyendo al igual que la potencia activa, en este caso, el pico inferior de corriente con HFPS desciende tan solo hasta los 100 A, mientras que sin el uso del algoritmo disminuiría hasta los 30 A, con un gradiente pronunciado en ausencia de HFPS, con lo que se favorece la integración de DRES al aplicar el algoritmo ya que evita las variaciones bruscas de inyección de potencia en la red.

A modo de conclusión de la sección, puede confirmarse la correcta aplicación del algoritmo



(a) Corriente por cabecera con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 15 kVA. (b) Corriente por cabecera con Zoom a 150 Wps y 15 kVA.

Figura 5.18 Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y sin HFPS para 15 kVA.

propuesto, validando los resultados obtenidos al estar de acorde con lo esperado en cuanto al funcionamiento de la potencia erogada por los convertidores. Queda de manifiesto la importancia de un algoritmo de control como el HFPS para la integración de la generación renovable en la red eléctrica, permitiendo un mayor control de los convertidores y una operación del sistema eléctrico más eficiente al mejorar el comportamiento esperado de la generación renovable.

5.4 Primary Frequency Response

El algoritmo propuesto aborda la provisión de respuesta primaria de frecuencia -Primary Frequency Response (PFR)- como un servicio auxiliar desde las redes activas de distribución al transporte. Una vez determinado el rango de la curva de regulación del problema potencia - frecuencia que puede ser aportado en el punto de interconexión (POI), el segundo objetivo es controlar de forma óptima cada DRES, para garantizar un servicio específico de regulación PFR en el POI, basándose esta estrategia en que el recurso renovable no trabaje en su punto de máxima generación de potencia (MPPT), dejando potencia para dar dicho servicio de PFR. Esta regulación de potencia se expresa según una curva de potencia en función de la frecuencia leída de la red $P(f)$ [6].

Para evaluar este algoritmo en la red, se parte de un perfil de potencia de un periodo determinado de la generación, cuando cada generador renovable distribuido basado en generación fotovoltaico entrega una potencia de en torno a los 10 kW, aumentando progresivamente en el tiempo al haberse empleado en intervalo real de generación en el que la potencia generada crece. Para testear el funcionamiento del PFR, se aplicará un evento de frecuencia en el que la frecuencia disminuirá hasta los 48 Hz, teniendo que erogar más potencia el convertidor para tratar de devolverla a su valor nominal, y a continuación la frecuencia crecerá hasta los 52 Hz, momento en el que ocurrirá lo contrario, disminuyendo el equipo su generación. Finalmente el sistema recuperará la frecuencia nominal de 50 Hz.

El cambio de frecuencia se aplicará con un RoCoF -Rate of Change of Frequency- de 0.25 Hz/s, manteniéndose en 48 Hz y 52 Hz durante 14 segundos en cada uno. Este evento se producirá en el segundo 200 del ensayo.

5.4.1 Control local

En primer lugar, el PFR se dispone de forma unitaria para cada generador, es decir, los VSCs encargados de la generación del sistema realizan el control PFR de forma unitaria, actuando de forma idéntica entre ellos ante una alteración en la frecuencia. En este escenario, la constante de regulación que modela la curva Potencia-Frecuencia es idéntica para las 3 plantas de potencia, con una ganancia del 15 % cada VSC.

Potencia de 10 kVA

Comenzando para una potencia máxima de 10 kVA, en las figuras 5.19, 5.20a y 5.20b se muestra la actuación del algoritmo en los VSCs designados para generación de la red.

Cuando el tiempo de simulación llega a 200 segundos, comienza el evento de frecuencia, en el que existe una caída de la misma hasta los 48 Hz, en este momento, los VSCs aumentan su producción de potencia respecto al perfil base que seguían, llegando a un pico de potencia cercano a los 8 kW de potencia inyectada, cuando partían de una producción de 6.8 kW, lo que significa un aumento de 1.2 kW en la producción de potencia para cumplir los requisitos del PFR. A continuación, la frecuencia crece hasta los 52 Hz, y en esta progresión la potencia entregada por el VSC disminuye linealmente conforme se incrementa la frecuencia, llegando a un valle de 6.2 kW. Posteriormente, se recupera la frecuencia nominal de 50 Hz y la generación vuelve a dibujar el perfil base.

Al tratarse de un control local de PFR, y como se indicó previamente, los tres VSCs actúan de la misma forma ante el evento de frecuencia descrito.

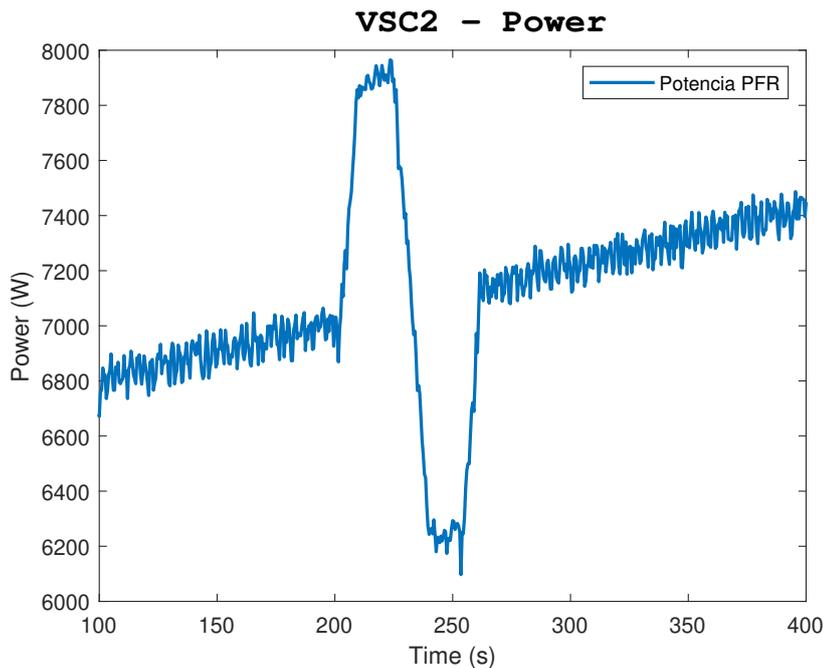


Figura 5.19 Potencia VSC 2 con PFR local para 10 kVA.

Analizando las corrientes que circulan por la cabecera -Figura 5.21, puede apreciarse cómo en presencia de PFR, la intensidad aumenta conforme disminuye la frecuencia de la red, al igual que ocurre con la aportación de potencia activa, buscando restablecer la frecuencia del sistema, o paliarla, mediante esta respuesta primaria. Actuando al contrario ante la posterior subida de frecuencia. Observando la intensidad circulante en ausencia de PFR, esta no varía en gran medida respecto a la esperada, únicamente variando según el control actúa sobre el convertidor.

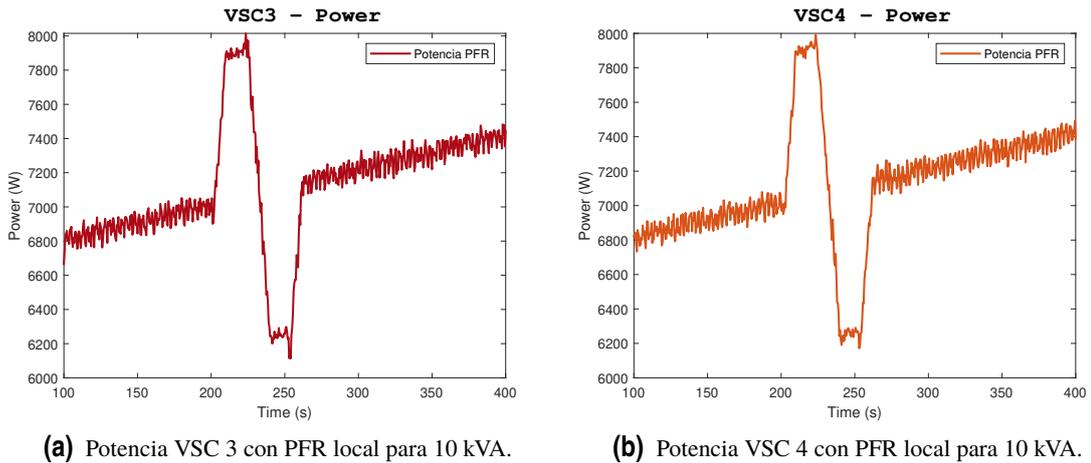


Figura 5.20 Potencia VSC 3 y 4 con PFR local para 10 kVA.

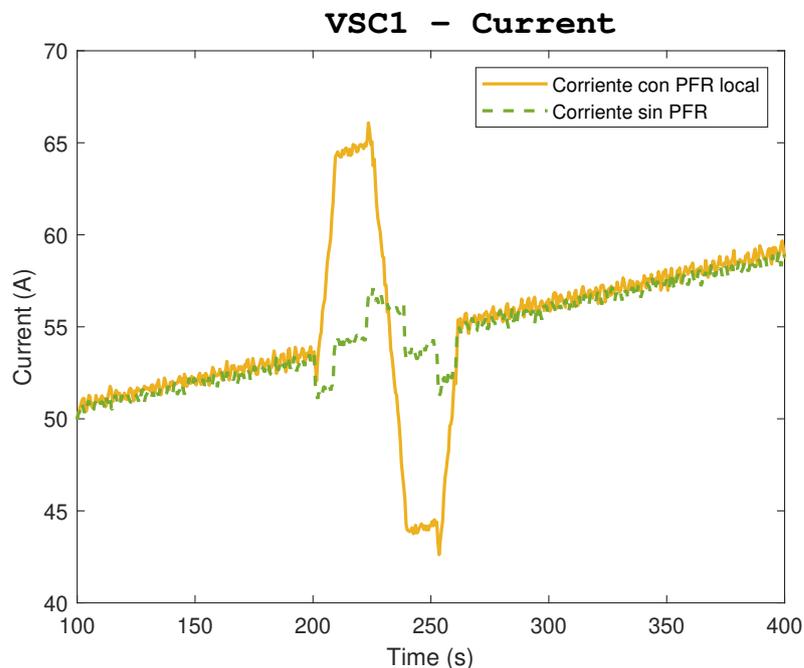


Figura 5.21 Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR local para 10 kVA.

Potencia de 15 kVA

A continuación, se realiza el ensayo para una potencia máxima de 15 kVA, mostrándose en las figuras 5.22, 5.23a y 5.23b el funcionamiento del algoritmo propuesto en los VSCs designados para generación de la red.

Análogamente al ensayo anterior, el evento de frecuencia comienza cuando el tiempo de simulación llega a 200 segundos, disminuyendo la frecuencia hasta los 48 Hz, en este instante, los VSCs aumentan su producción de potencia de acorde a esta variación, llegando a un pico de potencia de 12 kW de potencia inyectada, cuando partían de una producción de 10.5 kW, lo que se traduce en un aumento de 1.5 kW en la producción de potencia debido al control PFR. Tras 14 s, la frecuencia crece hasta los 52 Hz, y en esta progresión la potencia entregada por el VSC disminuye linealmente conforme se incrementa la frecuencia, alcanzando un mínimo de 9.5 kW. Posteriormente, se recupera la frecuencia nominal de 50 Hz y la generación vuelve a dibujar el perfil base.

Todos los equipos de potencia actúan de forma análoga al enmarcarse el ensayo dentro del control local del algoritmo de PFR.

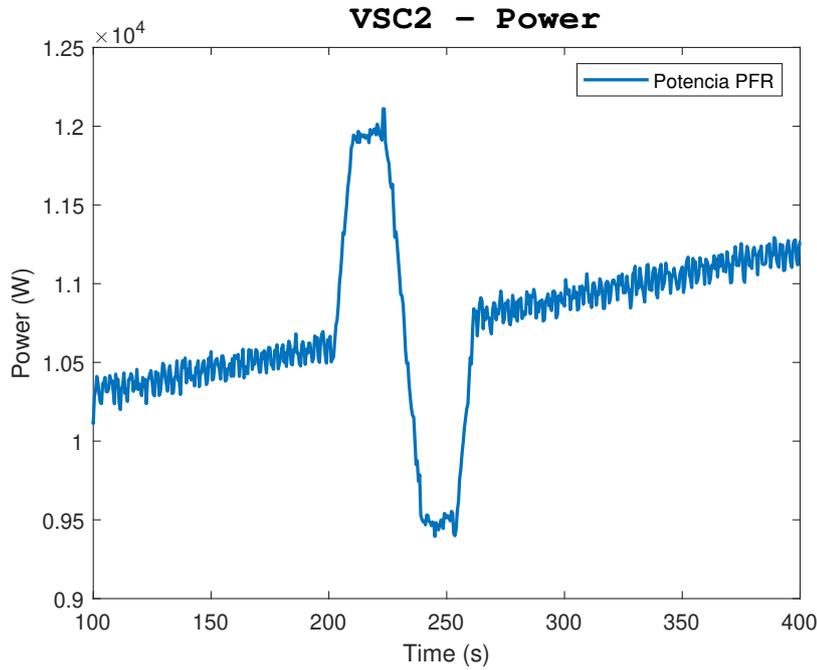
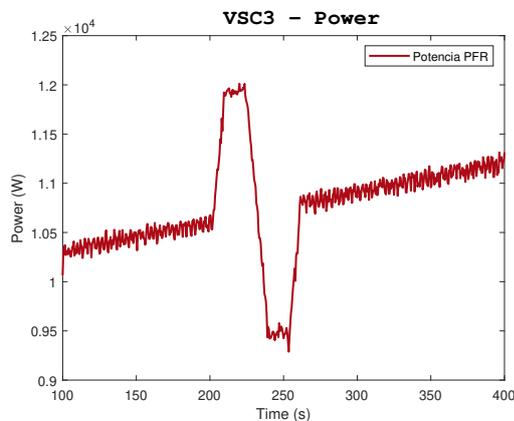
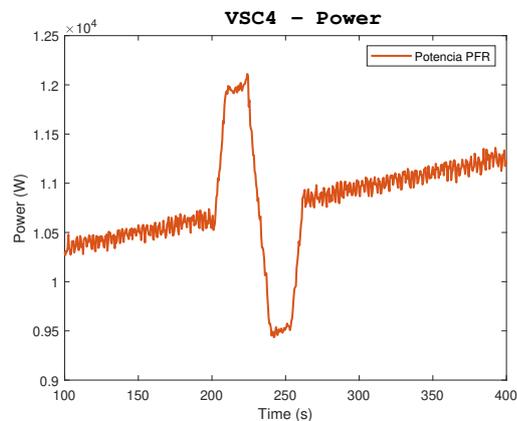


Figura 5.22 Potencia VSC 2 con PFR local para 15 kVA.

Por parte de las corrientes que circulan por la cabecera -Figura 5.24, se aprecia cómo en presencia de PFR, la intensidad aumenta conforme disminuye la frecuencia de la red, al igual que ocurre con la aportación de potencia activa, buscando restablecer la frecuencia del sistema, o paliarla, mediante esta respuesta primaria, que se hace más notoria respecto al caso de 10 kVA. Actuando al contrario ante la posterior subida de frecuencia. Observando la intensidad circulante en ausencia de PFR, esta no varía en gran medida respecto a la esperada, únicamente variando según el control actúa sobre el convertidor.



(a) Potencia VSC 3 con PFR local para 15 kVA.



(b) Potencia VSC 4 con PFR local para 15 kVA.

Figura 5.23 Potencia VSC 3 y 4 con PFR local para 15 kVA.

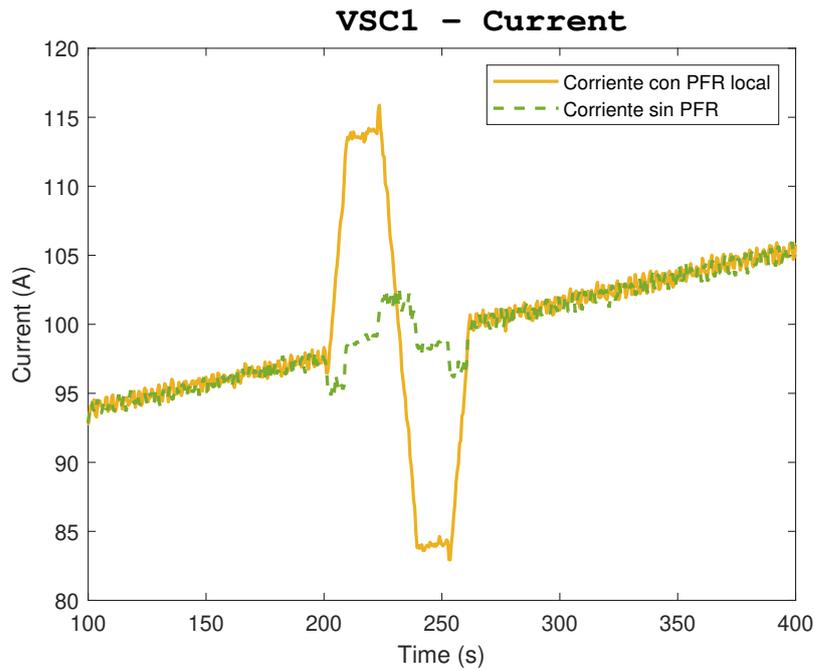


Figura 5.24 Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR local para 15 kVA.

5.4.2 Control designado por opf

En los sucesivos ensayos, se propone un algoritmo PFR basado en una optimización en base a una disminución de las pérdidas de potencia activa en la red. En esta ocasión, la aportación extra de potencia se evalúa de manera conjunta, distribuyéndose entre los VSCs de forma que optimice las pérdidas, actuando el VSC2 con una ganancia del 50%, el VSC3 del 35% y el VSC4 no participa en la provisión del PFR.

Como resultado de la optimización del flujo de cargas en la red del sistema, se destacará una mayor aportación de potencia por parte del VSC 2 respecto al VSC 3. El VSC 4 mantendrá su aportación constante en lo que al perfil base se refiere, y, por tanto, se mostrarán los resultados obtenido de los equipos que efectivamente modulan su comportamiento para proveer de servicio PFR.

Potencia de 10 kVA

Comenzando para una potencia máxima de 10 kVA para el control asignado por opf, en las figuras 5.25 y 5.26 se muestra la actuación del algoritmo en los VSCs objeto de modificarse ante este escenario.

Cuando el tiempo de simulación llega a 200 segundos, comienza el evento de frecuencia, en el que existe una caída de la misma hasta los 48 Hz, en este momento, los VSCs aumentan su producción de potencia respecto al perfil base que seguían, llegando a un pico de potencia cercano a los 11 kW de potencia inyectada para el VSC 2 y a los 9.5 kW para el VSC 3, cuando partían de una producción de 7 kW, lo que significa un aumento de 3.5 kW y 2.5 kW en la producción de potencia para cumplir los requisitos del PFR respectivamente. A continuación, la frecuencia crece hasta los 52 Hz, y en esta progresión la potencia entregada por los VSCs disminuye linealmente conforme se incrementa la frecuencia, llegando a un valle de 4 kW en el caso del VSC 2 y de 5 kW para el VSC 3. Posteriormente, se recupera la frecuencia nominal de 50 Hz y la generación vuelve a dibujar el perfil base.

Al tratarse de un control PFR designado según una optimización de flujo de cargas en el POI, y

como se indicó previamente, los VSCs experimentan un comportamiento similar pero individualizado.

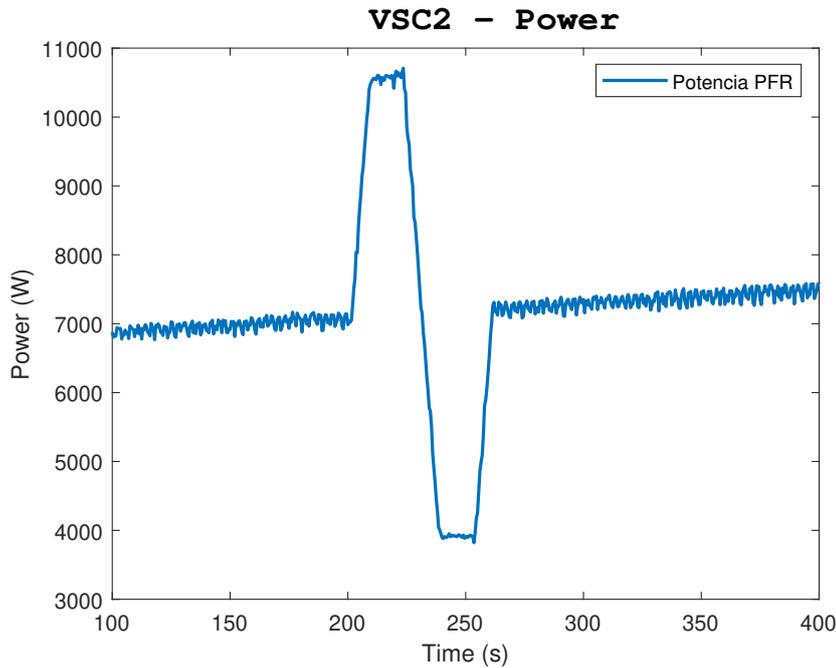


Figura 5.25 Potencia VSC 2 con PFR basado en opf para 10 kVA.

Analizando las corrientes que circulan por la cabecera -Figura 5.27, puede apreciarse cómo en presencia de PFR, la intensidad aumenta conforme disminuye la frecuencia de la red, al igual que ocurre con la aportación de potencia activa, buscando restablecer la frecuencia del sistema mediante esta respuesta primaria. Actuando al contrario ante la posterior subida de frecuencia. Observando la intensidad circulante en ausencia de PFR, esta no varía en gran medida respecto a la esperada, únicamente variando según el control actúa sobre el convertidor.

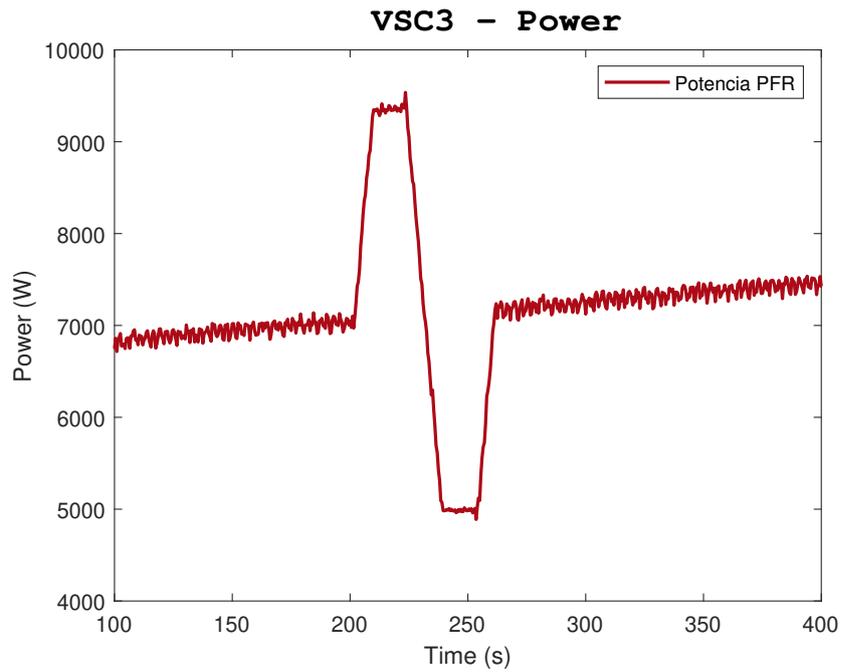


Figura 5.26 Potencia VSC 3 con PFR basado en opf para 10 kVA.

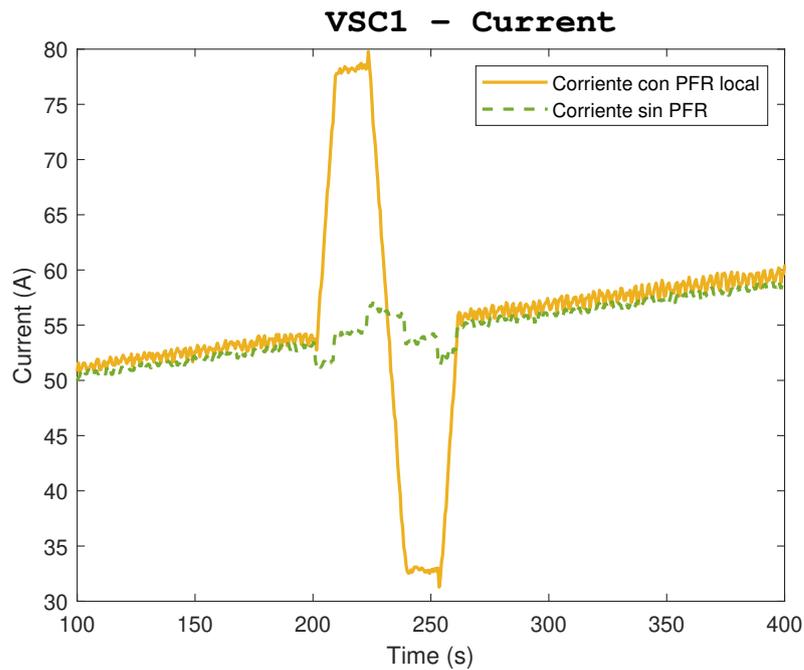


Figura 5.27 Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR basado en opf para 10 kVA.

Potencia de 15 kVA

A continuación, se realiza el ensayo para una potencia máxima de 15 kVA, mostrándose en las figuras 5.28 y 5.29 el funcionamiento del algoritmo propuesto en los VSCs designados para generación de la red que se ven afectado por el PFR.

Análogamente a los ensayos anteriores, el evento de frecuencia comienza cuando el tiempo de simulación llega a 200 segundos, disminuyendo la frecuencia hasta los 48 Hz, en este instante, los VSCs aumentan su producción de potencia de acorde a esta variación, llegando a un pico de

potencia de 15 kW de potencia inyectada para el VSC 2, que asume una mayor regulación, y de 13.5 kW para el VSC 3, cuando partían de una producción de 10.5 kW, lo que se traduce en un aumento de 4.5 kW y 3 kW en la producción de potencia debido al control PFR respectivamente. Tras 14 s, la frecuencia crece hasta los 52 Hz, y en esta progresión la potencia entregada por el VSC disminuye linealmente conforme se incrementa la frecuencia, alcanzando un mínimo de 7 kW para el VSC 2 y de 8 kW para el VSC 3. Posteriormente, se recupera la frecuencia nominal de 50 Hz y la generación vuelve a dibujar el perfil base.

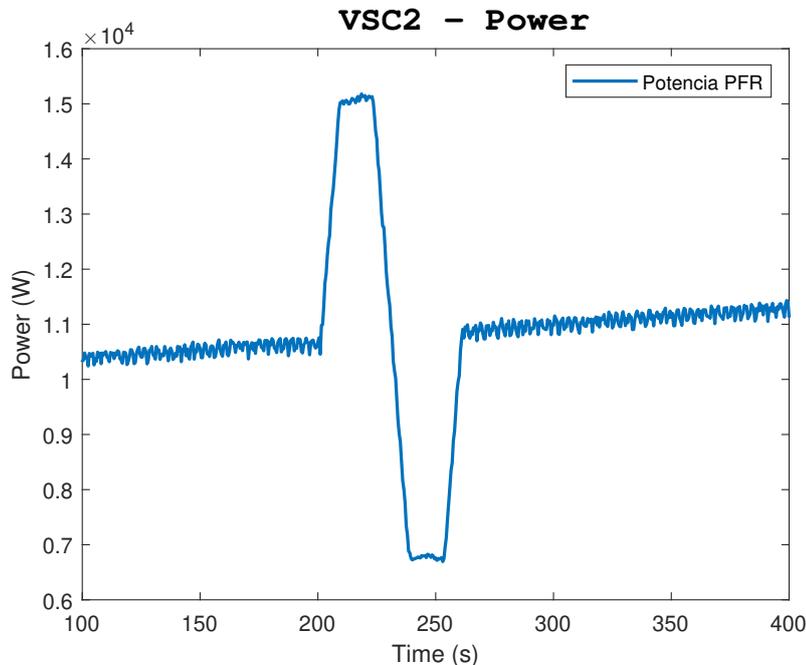


Figura 5.28 Potencia VSC 2 con PFR basado en opf para 15 kVA.

Por parte de las corrientes que circulan por la cabecera -Figura 5.30, se aprecia cómo en presencia de PFR, la intensidad aumenta conforme disminuye la frecuencia de la red, al igual que ocurre con la aportación de potencia activa, buscando restablecer la frecuencia del sistema, o paliarla, mediante esta respuesta primaria, que se hace más notoria respecto al caso de 10 kVA. Actuando al contrario ante la posterior subida de frecuencia. Observando la intensidad circulante en ausencia de PFR, esta no varía en gran medida respecto a la esperada, únicamente variando según el control actúa sobre el convertidor.

Con los ensayos mostrados en la presente sección, puede validarse experimentalmente el correcto funcionamiento del algoritmo PFR propuesto, dado que ante las variaciones de frecuencia especificadas, modifican su potencia de acorde a lo esperado según la constante de regulación asignada a cada equipo de potencia, inyectando de acorde a lo necesario para, en este caso, ayudar al sistema eléctrico a mantener los niveles de frecuencia dentro de los límites establecidos. De esta forma, este algoritmo prueba la capacidad de la generación renovable de ofrecer servicios auxiliares a la red, lo que será de vital importancia conforme aumente el volumen de penetración de las fuentes primarias renovables en el sistema de potencia.

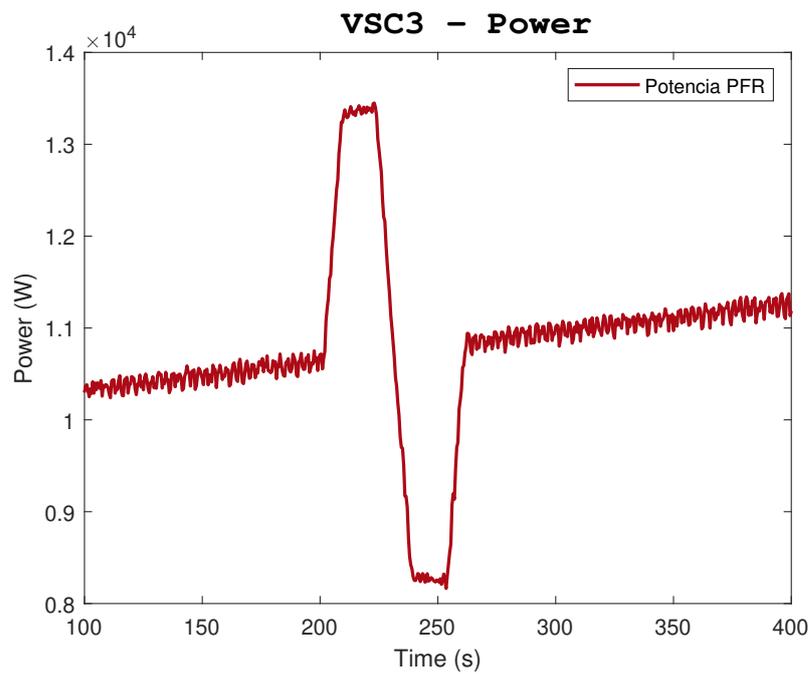


Figura 5.29 Potencia VSC 3 con PFR basado en opf para 15 kVA.

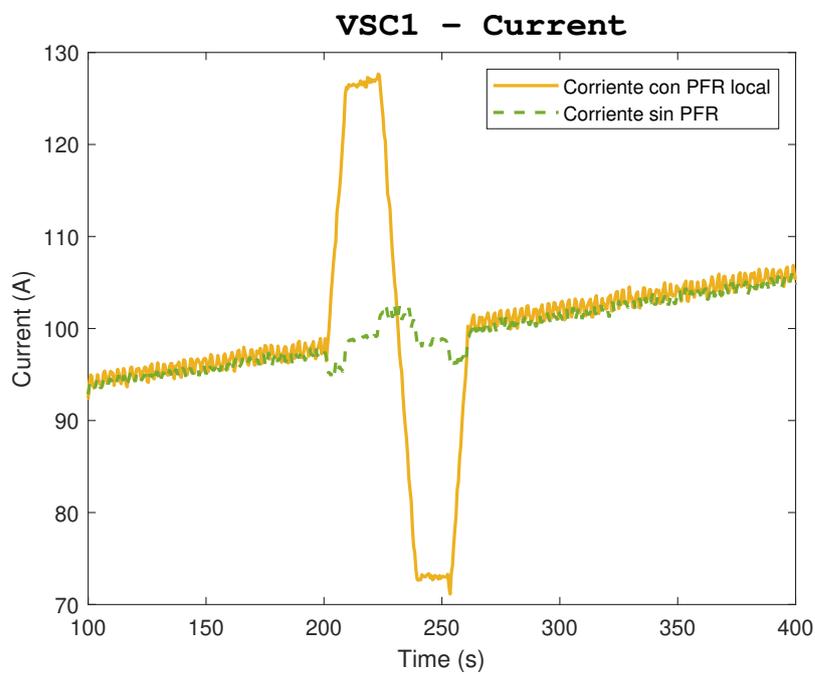


Figura 5.30 Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR basado en opf para 15 kVA.

6 Conclusión y posibles trabajos futuros

Este trabajo ha analizado experimentalmente los algoritmos propuestos en el proyecto europeo EASY-RES en una red a escala a nivel de laboratorio. El estudio se ha basado en la integración de generación distribuida de fuente renovable en el sistema eléctrico, mediante el uso de convertidores electrónicos de potencia que permiten controlar el flujo de potencia inyectado y testear los distintos algoritmos que posibilitan la aportación de servicios auxiliares empleando fuentes primarias renovables.

Con tal fin, se ha seguido un protocolo de validación de la red de baja tensión a escala empleada, en el que mediante diversos ensayos con distintos factores de carga y factores de potencia, se han obtenido resultados satisfactorios de la similitud de la red experimental frente a la empleada en simulación. En esta etapa, se obtuvieron errores relativos que abarcaban desde 0.03 % al 0.82 % frente al entorno simulado, comparando las tensiones en los nudos en la red experimental ante distintos estados de la generación y la carga con los resultados obtenidos de la utilización de un flujo de cargas. Con estos resultados, la red quedaba validada para analizar los algoritmos.

Tras la validación de la red, el primer algoritmo evaluado ha sido el correspondiente al control de tensiones mediante la regulación de la potencia reactiva inyectada o absorbida en los nodos. En este apartado, se mostró la evolución de tensiones de los nudos de la red, donde quedo manifestada una correcta evolución de las curvas de tensiones dibujadas en los nodos, ya que mantenía el nivel de tensión en un rango aceptado. De esta forma, se confirma la correcta aplicación del algoritmo al observar las gráficas de la potencia reactiva absorbida por los equipos de EASY-RES.

El siguiente algoritmo evaluado fue el correspondiente al suavizado de potencia de alta frecuencia (HFPS), que, comparando los resultados obtenidos que se mostraron gráficamente con el perfil base, el algoritmo lo cincela para limitar la rampa de variación de potencia predefinida anteriormente, de 150 Wps ó 300 Wps según se detalle en cada ensayo. Para una limitación de 300 Wps se evitaron 2 kW de valle y para una rampa de 150 Wps se logró limitar la caída momentánea de potencia hasta en 5 kW. Observando los resultados, puede confirmarse que el algoritmo se aplica de forma adecuada experimentalmente ya que respeta las restricciones de variación de potencia exigidas en los ensayos.

Finalmente, se realizó el ensayo de respuesta primaria de frecuencia (PFR), en el que, ante una variación en la frecuencia de la red el equipo debería modificar su potencia inyectada según lo prescrito por su constante de regulación. Este algoritmo se probó para una respuesta uniforme de los convertidores mediante un control local -con un aumento de potencia máximo de hasta 1.5 kW- y, adicionalmente, con una constante de regulación específica para cada DRES que optimizase el flujo de potencia disminuyendo las pérdidas de potencia activa en la red -con aportaciones extras de potencia de hasta 4.5 kW el VSC2 y de hasta 2.5 kW el VSC3-. Las figuras mostradas en la sección

5.4 verifican la correcta aplicación del algoritmo en los ensayos, con lo que valida su aplicación experimental.

Es necesario matizar, que en los ensayos analizados a lo largo del trabajo, se parte de un bus de continua de potencia infinita que alimenta el convertidor electrónico de potencia de manera que el inversor presente en el mismo es capaz de regular su potencia erogada como se especifique en el control. Este bus de continua sacaría en la práctica su energía y potencia de un sistema de almacenamiento de energía asociado al convertidor, como un supercondensador, instalado en el prototipo de EASY-RES

Las posibilidades de trabajo futuras a raíz de lo expuesto en este estudio son diversas, como las expuestas a continuación:

- Habilitar el control DC basado en el supercondensador del prototipo, gestionando y monitorizando su tensión y estado de carga. De esta forma se analizarían los resultados con un control adicional a considerar, dando resultados interesantes de la gestión de la energía del sistema de almacenamiento de energía.
- Adicionalmente, podrían realizarse ensayos que simulen inercia virtual mediante el apoyo del supercondensador, capaz de aportar la potencia necesaria para asemejar el funcionamiento del convertidor electrónico al de un generador basado en masas rotativas.
- La realización de un ensayo con todos los algoritmos aplicados de forma conjunta aportaría un visión global del comportamiento dinámico del prototipo, simulando un escenario real en el que analizar el funcionamiento del sistema ante los distintos eventos que podrían suceder.
- Introducir los prototipos de EASY-RES en una red de media tensión a escala, para comprobar el funcionamiento de los algoritmos para niveles de redes de distribución.

A modo de conclusión final, el estudio de los distintos algoritmos propuestos en el proyecto de EASY-RES y su implementación en una red a escala demuestra la posibilidad de ofrecer servicios auxiliares mediante la generación basada en energías renovables, cuya fuente primaria no puede ser controlada a demanda. Esto presenta una importancia capital en las redes del futuro que, ante un incremento del volumen de generación renovable, presentará una mayor complejidad para operar el sistema eléctrico de forma que pueda garantizarse un suministro seguro y fiable.

Índice de Figuras

1.1	Sistema eléctrico tradicional frente al sistema eléctrico del futuro [12]	1
1.2	Evolución precios de las tecnologías de generación [13]	3
1.3	Media (MW) y desviación estándar (MW^2) de las generaciones solar, eólica e hidráulica en el periodo histórico recogido [11]	5
2.1	Vista global del prototipo de EASY-RES	9
2.2	Esquema eléctrico unifilar del prototipo de EASY-RES	10
2.3	Filtro LCL del prototipo de EASY-RES	11
2.4	Convertidor y placa PCB del prototipo de EASY-RES	11
2.5	Supercondensador asociado al prototipo de EASY-RES	12
2.6	Placa PCB sobre el convertidor del prototipo de EASY-RES	13
2.7	Equipamiento auxiliar del prototipo de EASY-RES	14
3.1	Esquema unifilar de la red a escala de baja tensión	15
3.2	Red a escala de baja tensión	16
3.3	Regatron	16
3.4	Esquema comunicaciones	17
3.5	Osciloscopio Yokogawa DL850E	18
3.6	Speedgoat empleada para comunicaciones y adquisición de datos	19
4.1	Potencia VSC2 nudo 8	22
4.2	Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10	22
4.3	Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12	23
4.4	Potencia VSC2 nudo 8 para control de tensiones	24
4.5	Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10 para control de tensiones	24
4.6	Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12 para control de tensiones	25
4.7	Potencia VSC2 nudo 8 para HFPS	27
4.8	Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10 para HFPS	27
4.9	Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12 para HFPS	28
4.10	Potencia VSC2 nudo 8 para PFR	29
4.11	Potencia VSC 3 del nudo 9 y VSC 4 del nudo 10 para PFR	30
4.12	Potencia VSC 5 del nudo 11 y VSC 6 del nudo 12 para PFR	30
5.1	Tensión nudos 9 y 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA	35
5.2	Tensión nudos 9 y 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA	35
5.3	Tensión nudos 11 y 12 con control de tensiones y caso base para 15 kVA	36

5.4	Potencia reactiva EASY-RES en bus 8 con control de tensiones y caso base para 15 kVA	36
5.5	Potencia reactiva EASY-RES en nudos 9 y 10 con control de tensiones y caso base para 15 kVA	37
5.6	Flujo de potencia en nudo 1 con control de tensiones y caso base para 15 kVA	37
5.7	Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 10 kVA	38
5.8	Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 10 kVA	39
5.9	Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y sin HFPS para 10 kVA	39
5.10	Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 15 kVA	40
5.11	Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 300 Wps y su referencia para 15 kVA	40
5.12	Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 300 Wps y sin HFPS para 15 kVA	41
5.13	Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA	41
5.14	Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 10 kVA	42
5.15	Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y sin HFPS para 10 kVA	42
5.16	Potencia VSC 2 con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 15 kVA	43
5.17	Potencia VSC 3 y 4 con limitación de rampa a 150 Wps y su referencia para 15 kVA	43
5.18	Corriente por cabecera con zoom y con limitación de rampa a 150 Wps y sin HFPS para 15 kVA	44
5.19	Potencia VSC 2 con PFR local para 10 kVA	45
5.20	Potencia VSC 3 y 4 con PFR local para 10 kVA	46
5.21	Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR local para 10 kVA	46
5.22	Potencia VSC 2 con PFR local para 15 kVA	47
5.23	Potencia VSC 3 y 4 con PFR local para 15 kVA	47
5.24	Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR local para 15 kVA	48
5.25	Potencia VSC 2 con PFR basado en opf para 10 kVA	49
5.26	Potencia VSC 3 con PFR basado en opf para 10 kVA	50
5.27	Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR basado en opf para 10 kVA	50
5.28	Potencia VSC 2 con PFR basado en opf para 15 kVA	51
5.29	Potencia VSC 3 con PFR basado en opf para 15 kVA	52
5.30	Corriente VSC 1 cabecera con y sin PFR basado en opf para 15 kVA	52

Índice de Tablas

4.1	Correspondencia del VSC y su nudo asociado	21
5.1	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 25% y factor de potencia unidad	32
5.2	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 25% y factor de potencia 0.9 inductivo	32
5.3	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 25% y factor de potencia 0.9 capacitivo	32
5.4	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 50% y factor de potencia 1	33
5.5	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 50% y factor de potencia 0.9 inductivo	33
5.6	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 50% y factor de potencia 0.9 capacitivo	33
5.7	Comparación de resultados experimental y simulación para un estado de carga del 75%	34

Bibliografía

- [1] *Objectives of EASY-RES*.
- [2] *System integration of renewables - IEA*.
- [3] *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030*, Tech. report, 2019.
- [4] Charis S. Demoulias, Kyriaki-Nefeli D. Malamaki, Spyros Gkavanoudis, Juan Manuel Mauricio, Georgios C. Kryonidis, Konstantinos O. Oureilidis, Eleftherios O. Kontis, and Jose Luis Martinez Ramos, *Ancillary Services Offered by Distributed Renewable Energy Sources at the Distribution Grid Level: An Attempt at Proper Definition and Quantification*, Applied Sciences 2020, Vol. 10, Page 7106 **10** (2020), no. 20, 7106.
- [5] F. Caricchi et al, *Experimental study of a bidirectional DC-DC converter for the DC link voltage control and the regenerative braking in PM motor drives devoted to electrical vehicles*, IEEE (1994), 381–386.
- [6] Eleftherios O. Kontis, Alvaro Rodriguez del Nozal, Juan M. Mauricio, and Charis S. Demoulias, *Provision of Primary Frequency Response as Ancillary Service from Active Distribution Networks to the Transmission System*, IEEE Transactions on Smart Grid (2021).
- [7] Georgios C Kryonidis, Charis S Demoulias, and Grigoris K Papagiannis, *A new voltage control scheme for active medium-voltage (MV) networks*.
- [8] ———, *A Two-Stage Solution to the Bi-Objective Optimal Voltage Regulation Problem*, (2018), 1949–3029.
- [9] Kyriaki-Nefeli D. Malamaki, Francisco Casado-Machado, Manuel Barragán-Villarejo, Andrei Mihai Gross, Georgios C. Kryonidis, Jose L. Martinez-Ramos, and Charis S. Demoulias, *Ramp-rate control of dres employing supercapacitors in distribution systems*, International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), 2021.
- [10] Ministerio para la transición ecológica, *ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO*.
- [11] Gonzalo Parrado-Hernando, Luis Javier Miguel-González, and Fernando Frechoso-Escudero, *Analysis of the variable renewable energy in the Spanish power system based on kernel probabilistic distributions*, Dyna (Spain) **96** (2021), no. 2, 179–185.
- [12] REE, *Hacer posible la transición energética RED ELÉCTRICA Y LA INTEGRACIÓN DE RENOVABLES*.

- [13] UNEF, *Informe Anual: La fotovoltaica hacia el liderazgo de la transición energética*, 2018.