

Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Sistema de control heurístico basado en sistemas
multi-agentes aplicado a micro-red eléctrica

Autor: Carlos Capitán Fernández

Tutor: Ángel Rodríguez Castaño

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018



Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Sistema de control heurístico basado en sistemas multi-agentes aplicado a micro-red eléctrica

Autor:

Carlos Capitán Fernández

Tutor:

Ángel Rodríguez Castaño

Profesor ayudante doctor

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2018

Trabajo Fin de Máster: Sistema de control heurístico basado en sistemas multi-agentes aplicado a micro-red eléctrica

Autor: Carlos Capitán Fernández

Tutor: Ángel Rodríguez Castaño

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2018

El secretario del Tribunal

Agradecimientos

A mi familia

A mi amigo Alberto Castaño

Carlos Capitán Fernández

Sevilla, 2018

Dentro de la transición que se está produciendo en los últimos años del sistema eléctrico de un sistema centralizado a un sistema descentralizado, la micro-red se presenta como unidad energética para solucionar la integración de sistemas de generación distribuidos en el sistema eléctrico actual. **“Sistema de control heurístico basado en sistemas multi-agentes aplicado a micro-red”** resuelve con un método de control esta integración en la red eléctrica teniendo en consideración tanto recursos energéticos fotovoltaicos, como sistemas de almacenamiento y sistemas de estabilización de potencia reactiva (STATCOM). Aparte de realizar un reparto y equilibrio de potencias tanto activa como reactiva, se prioriza el uso de fuentes energéticas limpias y se minimiza el uso de la potencia de la red principal dotando a la micro-red de una mayor autonomía.

Recently, the electrical system is immerse in a transition from a centralized to a decentralized system. The micro-grid appears as a potential energy unit for solving the problem of the distributed energy resources integration into the current electric system. **“Heuristic control system based on multi-agent systems applied to a micro-grid”** figures out with a control method this integration into the main electrical grid taking into consideration both photovoltaic energy resources and storage/stabilization systems. An active and reactive power flow balance is done. Moreover, it is prioritized the use of clean energies (such as photovoltaics and storage systems) and it is minimized the use of the power coming from the main grid providing to the micro-grid a higher autonomy.

Agradecimientos	8
Resumen	10
Abstract	12
Índice	13
Índice de Tablas	14
Índice de Figuras	15
1 Introducción	17
1.1 <i>Motivación</i>	17
1.2 <i>Concepto de Microrred eléctrica</i>	17
1.3 <i>Objetivos específicos del trabajo</i>	19
1.4 <i>Organización del documento</i>	19
2 Control de microrredes	20
2.1 <i>Problemática del control de microrredes eléctricas</i>	20
2.2 <i>Estado del arte de control de microrredes basados en sistemas Multi-Agentes</i>	21
3 Microrred simulada	11
3.1 <i>Definición de la red y los nodos eléctricos del sistema</i>	11
3.2 <i>Modelado de la red y los nodos eléctricos del sistema</i>	13
4 Propuesta de sistema de control	16
4.1 <i>Nodos no controlables</i>	16
4.2 <i>Sistema de control de un nodo controlable</i>	16
4.3 <i>Sistema de control de la microrred</i>	16
5 Validación del control implementado	21
5.1 <i>Definición de métricas</i>	21
5.2 <i>Definición de casos de uso simulados y verificados</i>	21
5.2.1 <i>Caso de uso ID = 1</i>	21
5.2.2 <i>Caso de uso ID = 2</i>	28
6 Conclusiones	30
Referencias	32
Acrónimos	35

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5-1. Definición de casos de uso.	21
Tabla 5-2. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 1 antes de la caída de Pred.	26
Tabla 5-3. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 1 después de la caída de Pred.	27
Tabla 5-4. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 2 antes de la caída de Pred.	28
Tabla 5-5. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 2 después de la caída de Pred.	29

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Esquema gráfico de microrred eléctrica.	18
Figura 3-1. Esquema simulink de la microrred simulada.	12
Figura 3-2. Modelo de la red.	13
Figura 3-3. Modelo de la planta fotovoltaica.	13
Figura 3-4. Modelo del sistema de almacenamiento.	14
Figura 3-5. Modelo del STATCOM.	14
Figura 3-6. Modelo de la carga.	15
Figura 4-1. Ejemplo de datos de entrada al sistema de control.	18
Figura 4-2. Generación de matrices de Oferta y Demanda.	18
Figura 4-3. Ejemplo de estructura de la MO.	19
Figura 4-4. Entradas y salidas del bloque Matching_P.	20
Figura 5-1. Matriz de ofertas del caso de uso ID = 1.	22
Figura 5-2. Matriz de demandas del caso de uso ID = 1.	22
Figura 5-3. Matrices de oferta y demanda del caso de uso ID = 1 ordenadas.	22
Figura 5-4. Matrices de oferta y demanda tras primera casación en el ID = 1.	23
Figura 5-5. Matrices de oferta y demanda tras segunda casación del ID = 1.	23
Figura 5-6. Matrices de oferta y demanda tras tercera casación del ID = 1.	24
Figura 5-7. Matrices de oferta y demanda tras cuarta casación del ID = 1.	24
Figura 5-8. Matrices de oferta y demanda tras quinta casación del ID = 1.	24
Figura 5-9. Matrices de oferta y demanda tras primera casación de Q en el ID = 1.	25
Figura 5-10. Matrices de oferta y demanda tras segunda casación de Q en el ID = 1.	25
Figura 5-11. Matrices de oferta y demanda tras la caída de Pred en ID = 1.	26
Figura 5-12. Matrices de oferta y demanda tras primera casación de P tras la caída de Pred en ID = 1.	26
Figura 5-13. Resultados de reparto de potencias en el transitorio del ID = 1.	27
Figura 5-14. Matriz de ofertas del caso de uso ID = 2.	28
Figura 5-15. Matriz de demandas del caso de uso ID = 2.	28
Figura 5-16. Resultados de reparto de potencias en el transitorio del ID = 2.	29

1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentará en primer lugar cuál es la motivación principal por la que nace el Trabajo Fin de Máster (TFM). Seguidamente se definirá cuál es el concepto principal de una microrred eléctrica y cuáles son los objetivos específicos que estarán dentro del alcance del trabajo para finalmente explicar cómo está organizado el documento.

1.1 Motivación

La tendencia actual del modelo de crecimiento del sistema eléctrico se presenta insostenible. La baja eficiencia del sistema repercute negativamente desde el punto de vista económico, ambiental y social. El desarrollo económico mundial depende hoy más que nunca del sector energético y se enfrenta a retos que están estrechamente interrelacionados: mejorar la eficiencia energética, la reducción del consumo de energías fósiles para disminuir la dependencia energética sobre estos combustibles, la reducción de las emisiones de CO₂, y el desarrollo/integración de fuentes alternativas de energía. A todo ello hay que sumar el cambio generado sobre la conciencia energética mundial; una prueba de ello es el último acuerdo alcanzado a nivel global en una de las cumbres contra el cambio climático COP21 en París.

Los sistemas eléctricos centralizados actuales están obligados a equilibrar el suministro y la demanda en todo momento, lo cual conlleva tener una red rígida y poco flexible ante los cambios. La flexibilización de la gestión de la red eléctrica se presenta fundamental para el cambio tecnológico demandado por el sector energético.

La transición del sistema energético actual basado en combustibles fósiles a un nuevo sistema con implantación de energías renovables y sistemas eléctricos de transporte requiere el desarrollo de nuevos algoritmos de control que permitan gestionar los aspectos relacionados tanto con la intermitencia y la distribución de la generación como con los nuevos perfiles de consumo. Estos retos se satisfacen mediante la efectiva integración y coordinación de generadores distribuidos (Distributed Generator, DG), que facilitan la explotación de los recursos renovables (solar, eólico) y sistemas de almacenamiento energético. La adopción masiva de las energías renovables plantea por tanto nuevos retos tecnológicos, ya que su inherente intermitencia asociada a la climatología las hace difícilmente gestionables. La falta de gestionabilidad, así como la penalización por desvíos en el mercado de casación, dificulta la competitividad económica de las energías renovables en el mercado energético. La concepción de la red eléctrica en unidades más pequeñas de gestión donde el almacenamiento de energía compense tanto las fluctuaciones de generación renovable como la aleatoriedad del comportamiento de los consumidores aparece como una nueva solución estructural. Para intentar abordar estos problemas, surge el paradigma de la microrred (microgrid), introducido por [1] como una aproximación que considera la generación y las cargas asociadas como un subsistema o microrred. Sin embargo, esto conlleva a nuevos desafíos desde el punto de vista del control.

1.2 Concepto de Microrred eléctrica

Aunque la definición del término está todavía bajo discusión en foros técnicos, se puede considerar una microrred como un conjunto de cargas, generadores y almacenamiento que puede ser gestionado de forma aislada o conectado al resto de la red eléctrica de manera coordinada para suministrar electricidad de forma fiable [2]. En situaciones de emergencia (fallos, perturbaciones, etc.) los generadores y las cargas correspondientes se pueden separar de la red de distribución, manteniendo el servicio sin dañar la integridad del sistema. En base a ello, las nuevas formas de control de forma distribuida de microrredes energéticas se muestran como líneas de desarrollo fundamentales de los sistemas eléctricos del futuro y del día a día de los usuarios, de tal forma que este tipo de gestión energética puede aportar valor en todos y cada uno de los eslabones de la cadena de suministro de electricidad desde la generación, pasando por el transporte hasta llegar al consumidor de acuerdo con el nuevo concepto de usuario activo. Hoy día, la operación de los recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Sources, DES) junto con cargas controlables (consumo doméstico o vehículo eléctrico) y diversas formas de almacenamiento como baterías, supercondensadores o volantes de inercia, consitituye el núcleo central del concepto de microrred. *Una microrred puede operar interconectada con la red de distribución*

principal, a través del denominado *Point of Common Coupling*, (PCC) o en modo isla y también puede interconectarse con otras microrredes, pudiendo dar lugar a sistemas más complejos. La microrred permite una coordinación exitosa entre los DGs, al incluir de forma integrada generación distribuida, cargas locales y sistemas de almacenamiento. Las microrredes pueden garantizar calidad de suministro para cargas locales tales como hospitales, centros comerciales, urbanizaciones, campus universitarios o polígonos industriales. El concepto de microrred, con su propio control y calidad de suministro, facilita una integración escalable de generación local y de cargas en las redes eléctricas existentes, permitiendo una mejor penetración de la generación distribuida [3].

La microrred opera en baja tensión y se puede considerar como la estructura básica para las nuevas redes eléctricas denominadas redes inteligentes o smart grids. De este modo, la red principal percibe a la microrred como un elemento individual que responde a las señales de control apropiadas, es decir, se puede considerar como un conjunto de cargas y generadores que opera como un único sistema controlable. La Figura 1-1 muestra un ejemplo de un conjunto de microrredes con diversos tipos de generación y almacenamiento. Las microrredes pueden permitir la integración masiva de la generación distribuida (especialmente la renovable), ya que los problemas pueden resolverse de forma descentralizada, reduciendo la necesidad de una coordinación centralizada que sería extremadamente compleja. Además de este beneficio genérico para el sistema eléctrico, se aumenta la fiabilidad a nivel local de la microrred, se permite una mejor calidad de suministro [4] y también se abre la posibilidad de que la microrred acceda al mercado eléctrico como un agente más.

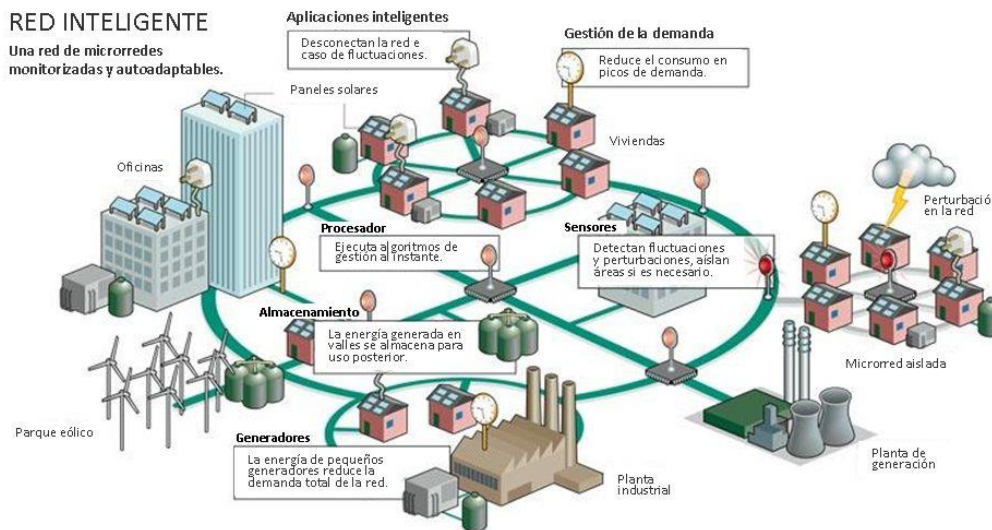


Figura 1-1. Esquema gráfico de microrred eléctrica.

Las microrredes pueden operar tanto en modo aislado como conectadas a la red principal, debiendo gestionar la transición de manera adecuada. En el modo de conexión a red, la frecuencia y tensión vienen fijadas por la red principal, que tiene generadores síncronos y grandes reservas rodantes, y se producirá importación o exportación de energía según determinados criterios tanto de operación (control de la potencia activa y reactiva) como económicos (precio de la energía). La conmutación a modo aislado puede producirse por diversos motivos y puede ser intencionada o no. En el primer caso, es debido a situaciones como mantenimiento planificado o cuando la mala calidad de la red principal pueda poner en peligro la operación de la microrred. Pero en general, la desconexión se deberá a perturbaciones graves o fallos desconocidos por lo que una detección temprana de las causas que provocan la desconexión es de gran interés para la seguridad tanto de las personas como de los equipos, de manera que se puedan activar los cambios requeridos en la estrategia de control. Un tema de crucial importancia en la operación de las microrredes es el almacenamiento de energía, ya que permite compensar los desbalances entre la generación y el consumo, posibilitando una adecuada calidad de suministro.

Por otra parte, el almacenamiento ofrece la oportunidad de decidir la operación óptima de la microrred tanto si ésta trabaja en modo isla como en el modo de conexión a red, en cuyo caso se pueden gestionar los momentos óptimos para intercambiar energía con la red externa. La posibilidad de disponer de un sistema híbrido con diversas tecnologías [5], [6] resulta de gran interés. En la actualidad existen muchos proyectos en marcha para

demostrar el concepto de microrred. Entre ellos se encuentran varias instalaciones en Canadá [7], en Europa y EE.UU. Trends, y los proyectos en Huatacondo en Chile [8] y NEDO en Japón [9]. Estos y otros proyectos han demostrado su eficacia en diversas situaciones, como los que se presentan en [10] para otros países. También las microrredes han atraído gran interés debido a su tremendo potencial de aplicación en áreas remotas, donde el suministro de energía presenta numerosos retos en términos de transmisión y distribución [11]. Por detallar algunos de estos proyectos, en [12] se describe la operación de una microrred para una zona industrial con una potencia instalada de 156 kW que tiene un generador fotovoltaico de 175 kW y un almacenamiento en forma de volantes de inercia de 100 kW/100 kWh. Por su parte en [13] se aborda el problema del dimensionamiento óptimo de una microrred usada para trigeneración, proporcionando calefacción, refrigeración y energía eléctrica a una zona residencial.

1.3 Objetivos específicos del trabajo

El presente proyecto se encuentra enmarcado dentro de las líneas de investigación para el desarrollo de controles que permitan una gestión óptima de la energía en microrredes eléctricas. El control de las microrredes presenta numerosos retos, ya que éstas pueden operar tanto en modo aislado como conectadas a la red principal, a través del PCC. Los objetivos específicos del trabajo son los siguientes:

- Resolución de la integración de una microrred en la red eléctrica a través de un control heurístico basado en sistemas multi agentes (MAS, acrónimo en inglés).
- Reparto y equilibrio de potencias activa y reactiva.
- La algoritmia presentada será capaz de resolver faltas producidas en un transitorio. Un punto importante es gestionar los transitorios durante la conmutación, como se muestra en [14].
- Máximo aprovechamiento de la potencia ofrecida por recursos energéticos limpios (fotovoltaica y sistemas de almacenamiento).
- Autogestión ante la caída de la potencia activa demandada de la red en un instante determinado.
- Minimización del uso de la red principal a la hora de suplir la demanda en la gestión de la microrred.

1.4 Organización del documento

El presente trabajo está organizado en siete capítulos. En el capítulo de **Introducción** se indica cual es la motivación por la que resulta interesante el desarrollo realizado en este proyecto. Aparte se realiza un acercamiento a cuál es el concepto de una microrred definiendo finalmente los objetivos específicos que están enmarcados dentro del alcance del trabajo. En el segundo capítulo, **Control de microrredes**, es presentado inicialmente cuáles son los problemas más importantes que se presentan a nivel de control a la hora de operar una microrred. Seguidamente se desarrolla el estudio del estado del arte de controles de microrredes basados en sistemas multi-agentes (MAS). El capítulo **Microrred simulada** está destinado a describir el modelo de microrred que se ha realizado y utilizado para la simulación de los casos de usos definidos en el capítulo de evaluación del algoritmo. En el capítulo **Propuesta de sistema de control** se describe detalladamente la propuesta de control implementado en el TFM. El capítulo **Validación del control implementado** define los casos de usos para testear el funcionamiento de la propuesta de control detallada en el capítulo anterior. Por último, se tiene un capítulo de **Conclusiones**. Una vez definido el modelado de la microrred, el control implementado, los casos de uso a simular y hechas las simulaciones. Este último capítulo será el encargado de resumir las conclusiones de los resultados obtenidos indicando también las posibles líneas de mejora que se podrían seguir.

2 CONTROL DE MICRORREDES

En este capítulo se presenta inicialmente la problemática que aparece a la hora de controlar microrredes eléctricas y seguidamente un estudio del estado del arte de este tipo de controles.

2.1 Problemática del control de microrredes eléctricas

El objetivo del control de una microrred es proporcionar la energía demandada por las cargas haciendo uso de la generación y los sistemas de almacenamiento de forma eficiente y fiable tanto en condiciones normales como durante las contingencias que se puedan producir, independientemente de la conexión a la red principal. Los beneficios económicos y medioambientales de las microrredes y, en consecuencia, su aceptación y grado de penetración en el sistema eléctrico, vienen marcados en gran medida por las capacidades del sistema de control.

Las microrredes introducen un número de retos operacionales que deben tenerse en cuenta en el diseño de sus sistemas de control, debido a ciertas **particularidades** que las distinguen de otros sistemas. Las más relevantes son [15]:

- **Flujos de potencia:** A diferencia de las redes convencionales, la integración de DGs en baja tensión puede causar flujos de potencia bidireccionales.
- **Estabilidad:** Pueden aparecer oscilaciones locales debido a la interacción de los sistemas de control de los DGs y a la problemática de las transiciones entre el modo aislado y el modo de conexión a red.
- **Baja inercia:** Las características dinámicas de los recursos DGs, especialmente de aquéllos que están acoplados electrónicamente, son diferentes de los basados en grandes turbinas de generación. Si no se implementan los mecanismos de control adecuados, la baja inercia del sistema puede dar lugar a desviaciones considerables de la frecuencia en el modo de operación aislado.
- **Incertidumbre:** En las microrredes existe una mayor incertidumbre en cuanto a la demanda y, sobre todo a la generación, ya que el uso de energías renovables provoca que la generación esté unida a las condiciones ambientales.

En estas circunstancias, el sistema de control debe asegurar una operación fiable de la microrred. Las principales funciones que se le pueden solicitar al sistema de control en la microrred son [2]:

- Balance de potencia, adaptándose a los cambios tanto en generación como en carga mientras se mantienen la frecuencia y la tensión en límites aceptables.
- Regulación de frecuencia y tensión tanto en modo aislado como conectado a red.
- Mecanismos de gestión de la demanda que permitan cierta variación en la demanda de una porción de las cargas para adaptarse a las necesidades de la microrred.
- Despacho económico, repartiendo la carga entre los distintos DGs y sistemas de almacenamiento de forma que se reduzca el coste de operación, siempre manteniendo la fiabilidad. La optimización del coste de la operación incluirá la maximización del beneficio económico en el caso de conexión a red.
- Gestión los flujos de potencia entre la microrred y la red principal y en su caso con otras microrredes.

Las diferentes funcionalidades presentadas anteriormente necesitan de sistemas de control de diferentes dinámicas. **Este trabajo se centrará en sistemas de control de balance de potencia, gestión de flujos y aprovechamiento de fuentes de energía limpia de una forma transitoria.** Se considerarán elementos externos que regulen tensión y frecuencia como son los convertidores de potencia STATCOM cuya funcionalidad es estabilizar estos parámetros a través de la inyección/consumo de potencia activa o reactiva.

2.2 Estado del arte de control de microrredes basados en sistemas Multi-Agentes

Tal y como se ha mencionado anteriormente, las microrredes que están basadas en sistemas de generación distribuida suelen ser abordadas, desde el punto de vista de sistema de control, con controles basados en sistemas MAS. Los MAS son sistemas complejos compuestos por varios agentes autónomos con solo conocimiento local y capacidades limitadas, pero que pueden interactuar entre ellos para alcanzar un objetivo global [18]. La aplicación de sistemas multi-agente en sistemas eléctricos de potencia es cada vez más popular debido a que aumentan la flexibilidad de gestión del sistema eléctrico y les dan un mayor protagonismo a los usuarios (o nodos) finales. [16] revisa el estado del arte actual sobre la aplicación de sistemas multi-agente en esquemas de microrredes eléctricas. Este artículo se centra en los desarrollos recientes de MAS centrándose el trabajo en control distribuido de microrredes, modelado del mercado eléctrico, optimización y restauración de la potencia. El artículo [17] presenta un MAS para la programación de la generación de una microrred y monitorización de los recursos energéticos buscando la operación óptima. A lo largo de una década, los métodos MAS están siendo usados en muchas aplicaciones [19, 20, 21, 22, 23, 24] energéticas. Actualmente, investigadores [25, 26, 27, 28] han investigado las aplicaciones de MAS a sistemas de energía distribuidos como las microrredes reconociendo su elevada potencialidad.

El proyecto Ecogrid EU [29] presenta un mercado energético basado en la integración de numerosos recursos energéticos distribuidos. La integración de estos nuevos recursos energéticos distribuidos en el sistema energético tradicional trae consigo desafíos únicos a la gestión y control de la energía acordes a las particularidades de las microrredes. En [30] se evalúa un rediseño del sistema de gestión de la energía proponiendo un sistema de gestión llamado “microgrid platform”. Se realiza un modelado de la microrred y se presenta el sistema de gestión integrando la microrred en el sistema convencional de red eléctrica.

Por último, en [31] se le dota a los agentes inteligentes de funcionalidad de forma que puedan ayudar a que las transferencias de energía sean más económicas. En este artículo se desarrolla un sistema de control de microrred que usa multi-agentes y valida el funcionamiento de esta durante la escasez de energía. Los agentes pueden tomar decisiones con inteligencia artificial negociando y cooperando con otros agentes [32-36]. El objetivo de esta investigación es el de encontrar el óptimo de funcionamiento de los diferentes recursos energéticos distribuidos.

Por tanto, se observa en la bibliografía revisada que los sistemas de control basados en Sistemas Multi-Agentes son ampliamente utilizados para abordar las particularidades y funcionalidades a ser cubiertas que se presentan a la hora de integrar Microrredes en la red eléctrica principal. El sistema de control propuesto en este trabajo es un método heurístico que tiene en consideración una serie de prioridades para cumplir unos objetivos globales impuestos en la gestión global de la microrred. Además, es capaz de actuar frente a faltas transitorias en la red eléctrica principal.

3 MICRORRED SIMULADA

En este capítulo se va a proceder a describir el modelo de Microrred que se ha realizado. Este modelado se ha realizado con el software de simulación MATLAB/SIMULINK. Las simulaciones realizadas se harán bajo este software también. Inicialmente se describirá la microrred que será utilizada en las simulaciones globalmente. Seguidamente, se procederá a definir los diferentes nodos que componen la microrred, el modelo que se ha utilizado y cuál es su funcionalidad dentro de la microrred.

3.1 Definición de la red y los nodos eléctricos del sistema

En este apartado inicialmente se muestra en la Figura 3-1 un esquema general de la microrred simulada. La microrred está constituida por siete nodos distribuidos conectados al bus trifásico de la red trifásica general. De estos nodos; en la parte izquierda se pueden observar tres plantas fotovoltaicas que están integradas en la red eléctrica trifásica a través de convertidores de potencia trifásicos. El control de estos convertidores permite aprovechar toda la potencia solar que puedan los paneles captar. En el bloque de la derecha de la Figura 3-1 se puede observar de arriba a abajo: la carga constante que es un nodo sin controlabilidad (no tiene ningún convertidor de potencia), dos sistemas de almacenamiento controlables, con sus correspondientes convertidores de potencia y un convertidor de potencia funcionando como STATCOM. El STATCOM es un nodo que permite mantener la estabilidad de la red de una forma dinámica. En la parte de corriente continua se conectan condensadores de dinámica rápida que permiten que este sistema sea capaz de compensar en potencia activa y reactiva para mantener los parámetros de tensión y frecuencia de la red trifásica dentro de los límites establecidos a través de inyección o absorción de potencia.

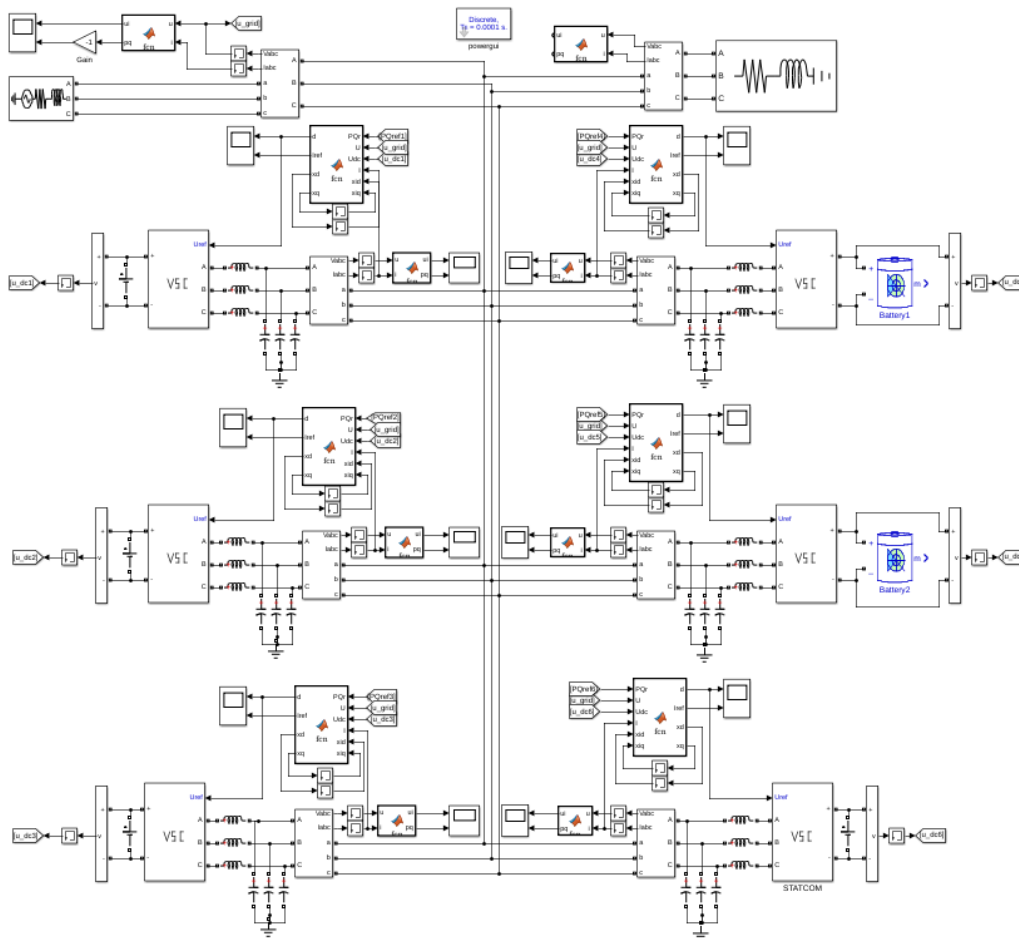


Figura 3-1. Esquema simulink de la microrred simulada.

Aparte, en ella se puede observar por una parte que la microrred funciona de una forma **no-aislada** ya que no existe ningún interruptor que corte el suministro de potencia de la red. No obstante, en el apartado de simulaciones se podría simular una caída de la red para ver cómo responde la microrred ante esta falta. Notese que a la salida de cada convertidor de potencia se ha dimensionado un filtro LC conectado en Y para que las tensiones y corrientes trifásicas de salida de los convertidores sea lo más senoidal posible. El sistema de control de la microrred será definido y descrito en el capítulo Propuesta de sistema de control del presente documento.

3.2 Modelado de la red y los nodos eléctricos del sistema

En este apartado se hará una descripción de cómo está modelado cada uno de los nodos en MATLAB/SIMULINK.

- **Red eléctrica**

La red eléctrica principal se ha modelado como una fuente de tensión trifásica de 400 Vrms (fase-fase), una impedancia parásita constante y una frecuencia de 50 Hz. La **red eléctrica** es un **nodo no controlable** en la microrred propuesta. La principal función de la red eléctrica es la de abastecer de potencia a la microrred en su conjunto.

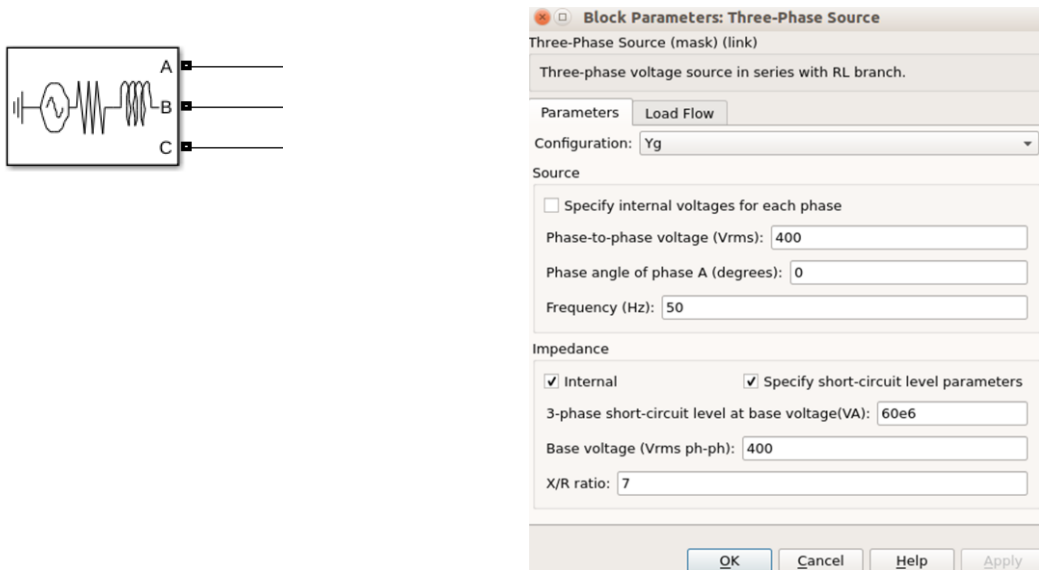


Figura 3-2. Modelo de la red.

- **Plantas fotovoltaicas (tres unidades)**

Las plantas fotovoltaicas están modeladas como una fuente continua de tensión constante de amplitud 800 Vdc. A ella se le conecta un convertidor fuente de tensión (Voltage Source Converter en inglés) cuya funcionalidad es la de controlar el flujo de potencia activa inyectado en la red trifásica manteniendo constante la tensión de entrada. Las **plantas fotovoltaicas** son **nodos controlables** en la microrred propuesta.

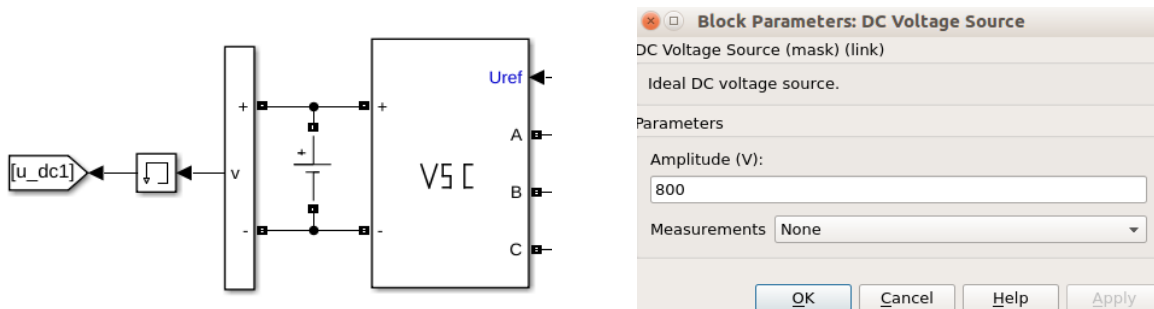


Figura 3-3. Modelo de la planta fotovoltaica.

- **Sistemas de almacenamientos (dos unidades)**

Los sistemas de almacenamiento serán simulados por los modelos que propone MATLAB/SIMULINK para sistemas de almacenamiento electroquímico. En la Figura 3-4 siguiente se pueden observar los parámetros elegidos. Se puede observar que la tensión de continua configurada es de 800 Vdc y que a la salida del sistema de almacenamiento se vuelve a conectar un modelo de un convertidor fuente de tensión (VSC). De forma que este convertidor de potencia les da a los **nodos de sistemas de almacenamiento** la **capacidad de controlabilidad** pudiendo mover potencia activa de una forma bidireccional. La función principal de los sistemas de almacenamiento es la de almacenar/verter potencia cuando el sistema de control de la microrred decida que es lo más adecuado.

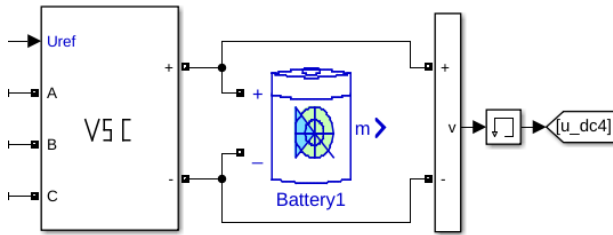
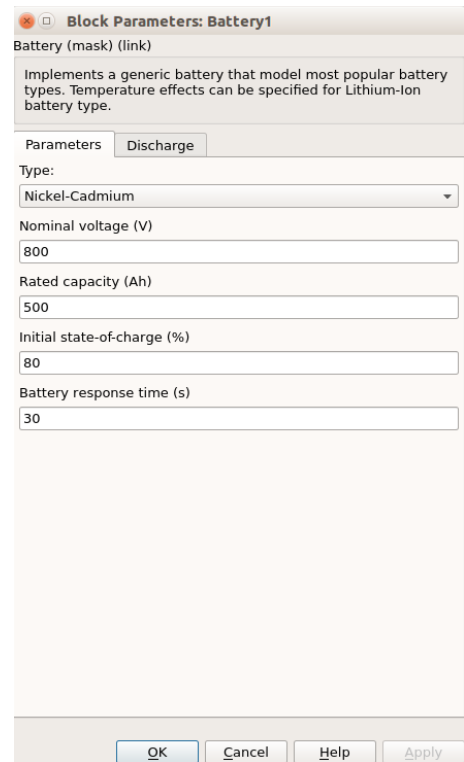


Figura 3-4. Modelo del sistema de almacenamiento.



- **STATIC synchronous COMPensator (STATCOM)**

El STATCOM es un convertidor de fuente de tensión (VSC) cuya funcionalidad es la de compensar inyectando o absorbiendo potencia y manteniendo la red trifásica de la microrred estable. Es un **nodo controlable** que dota a la microrred de mayor estabilidad. El modelado eléctrico similar a los casos anteriores.

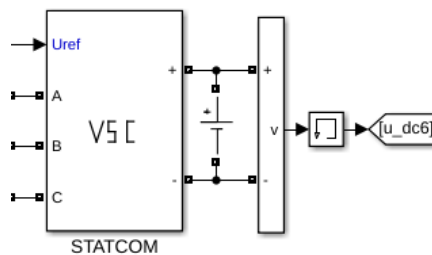


Figura 3-5. Modelo del STATCOM.

- **Carga**

La carga (**nodo no controlable**) considerada es una carga constante RLC trifásica conectada en Y definida con los siguientes parámetros:

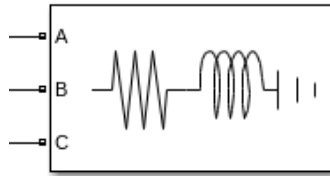
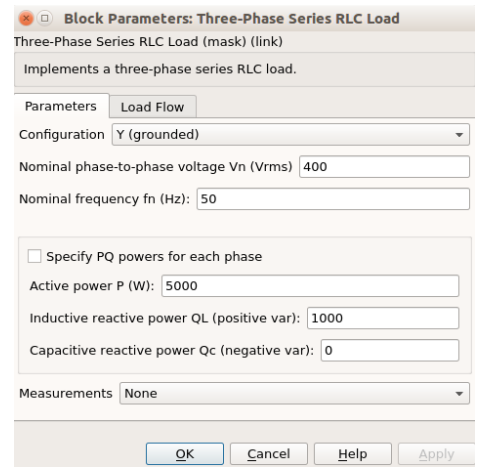


Figura 3-6. Modelo de la carga.



4 PROPUESTA DE SISTEMA DE CONTROL

En este capítulo vamos a describir detalladamente la propuesta de control implementado en este TFM. Para ello se describirá el algoritmo heurístico de control de gestión de la microrred en su conjunto. En una aplicación de hardware real el control podría estar implementado en cada uno de los nodos controlables de la microrred de forma que cada uno de los nodos pueda funcionar como nodo maestro en caso de que algún nodo de la microrred se caía ya sea por mal funcionamiento o problema de comunicaciones.

4.1 Nodos no controlables

Se le llama “nodo no controlable” a aquel ante el cuál no se puede actuar a lo largo de una simulación. Por ejemplo, la red o la carga son nodos no controlables. Antes de comenzar la simulación se podrá configurar los valores de los modelos de una forma u otra, pero a lo largo de la simulación no se tendrá la capacidad de actuación directa sobre ellos con el control. No obstante, sí se podrán introducir funciones variables con el tiempo. Por ejemplo, que la potencia activa de la red sea una función escalón. En la microrred simulada en este trabajo se tienen los siguientes nodos no controlables:

- Red: Red.
- Carga: Carga.

4.2 Sistema de control de un nodo controlable

Se le llama “nodo controlable” a aquel nodo al cuál se le pueden mandar consignas externas en función de unos intereses existentes por el diseñador del sistema de control global. En la microrred simulada en este trabajo se tienen los siguientes nodos controlables:

- Planta fotovoltaica 1, 2 y 3: PV1, PV2, PV3.
- Sistema de almacenamiento 1 y 2: ESS1, ESS2.
- STATCOM: STATCOM.

El hecho de introducir en el modelado de la simulación la electrónica de potencia (convertidores de potencia) permite controlar estos nodos eléctricos. Todos los nodos controlables de la simulación propuesta están constituidos por un convertidor de potencia fuente de tensión VSC. Las técnicas de control empleadas para este tipo de convertidores están bastantes maduras por lo que, al no ser tampoco el alcance de este trabajo, los equipos de potencia reciben unas consignas de Potencia de Referencia de parte del sistema de control que seguirán dinámicamente.

4.3 Sistema de control de la microrred

Una vez que se ha descrito con anterioridad a los nodos no controlables y a los nodos controlables se procede a describir como es el sistema de control implementado que actuará sobre los nodos controlables para cumplir con los objetivos específicos descritos en el apartado de Objetivos específicos del trabajo. Las tareas de “decision making” pueden realizarse de forma centralizada o de forma descentralizada. En el caso aquí presentado bajo simulaciones, serviría para una aplicación real en la cuál cada uno de los nodos controlables tendría el mismo hardware y software de forma que en cada nodo se podría ejecutar el mismo SW lo cuál tendría como ventaja que si un nodo falla, los demás podrían seguir funcionando (ventaja de sistemas descentralizados). Aparte, el sistema de control de la microrred tendrá la información de toda la red completa para poder tomar decisiones y mandar las consignas correspondientes a cada nodo en un instante determinado.

Dos premisas básicas que debe satisfacer el sistema de gestión eléctrica de la microrred son las siguientes:

- **Estabilidad de potencia en tiempo real.** Esto se traduce en el siguiente balance energético:

$$\sum Potencias_{demandadas} + \sum Potencias_{ofertadas} + \sum Potencia_{red} = 0$$

- **Calidad de suministro.** Se establece que con el cumplimiento de la premisa primera y el funcionamiento del STATCOM también se cumpliría esta segunda premisa.

El sistema de gestión (control) de la microrred implementado tiene como **entradas** una configuración de potencias activas (P), potencias reactivas (Q), prioridades de ofertas/demandas de potencia activa y prioridades de ofertas/demandas de potencia reactiva. Estos datos, se introducirán manualmente en la simulación. A partir de ellos y los criterios de decisión internos del sistema de control que después serán definidos el **sistema de control hará el matching necesario para cumplir las premisas anteriores y los objetivos marcados globalmente**. El método de control tendrá como salidas las potencias activas y reactivas de referencia que serán enviadas a cada uno de los nodos controlables (convertidores de potencia). Además, será una salida las potencias P y Q que la red recibiría o tendría que aportar a la microrred para mantener el equilibrio eléctrico. Los controles locales de los convertidores de potencia se encargarán de seguir estas potencias de referencia marcadas.

El *sistema de control* se ha diseñado como un *método heurístico* que tiene como objetivo el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

1. Máximo aprovechamiento de la potencia ofrecida por las plantas fotovoltaicas.

Aprovechar toda la potencia que puedan dar los generadores fotovoltaicos. Es decir, se busca que entren en casación estas unidades de potencia y su potencia ofertada sea aprovechada. Al ser la energía obtenida a través del sol una energía “gratuita” tendrá una *prioridad de oferta de coste cero por lo que siempre entrará en el proceso de matching antes que una fuente de energía que tenga una prioridad mayor que cero*. Así se conseguirá el máximo aprovechamiento de la potencia fotovoltaica disponible.

2. Autogestión ante la caída de la potencia activa demandada de la red en un instante determinado.

El sistema de control debe ser capaz de cumplir las dos premisas definidas anteriormente (estabilidad de potencia y calidad de red) cuando se produce una *caída de potencia activa demandada de la red principal* a la que la microrred está conectada.

3. Mínima utilización de la red principal en la gestión de la microrred.

En este caso lo que se pretende es que, en *modo conectado a la red*, la microrred utilice el *mínimo de potencia de la red principal*. Por ello, los sistemas de almacenamiento proveerán potencia demandada antes que la red en caso de necesidad.

En lo que sigue se describe detalladamente cómo se va a lograr cubrir los objetivos definidos anteriormente:

Datos de entrada

Los datos de entrada al control serán configurados a mano a través de diez vectores.

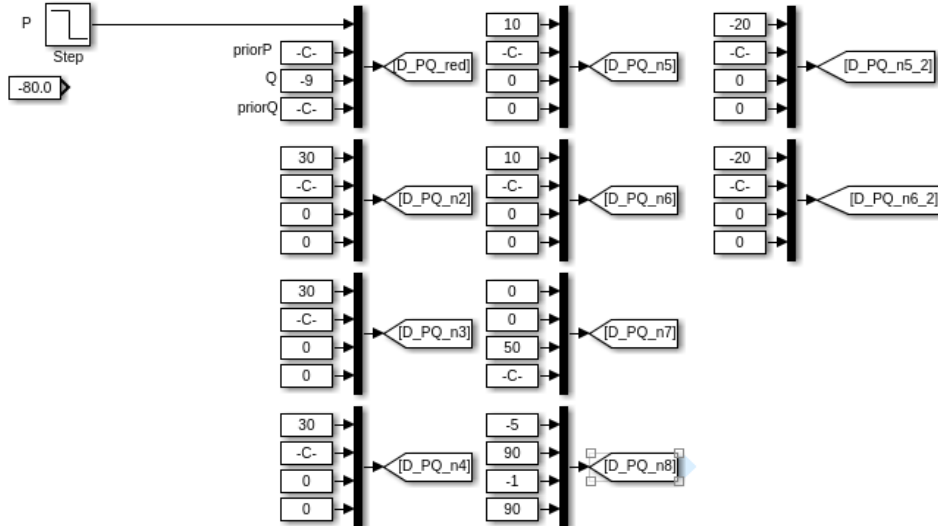


Figura 4-1. Ejemplo de datos de entrada al sistema de control.

Se observa en la Figura 4-1 que las ofertas tienen valor positivo mientras que las demandas tienen valor negativo. También se puede ver como al nodo red se le introduce una señal escalón para simular la caída de la potencia activa en la red. Los sistemas de almacenamiento al ser sistemas bidireccionales pueden tanto ofertar como demandar. Es por lo que se dedican dos vectores para cada sistema de almacenamiento.

Bloque Gen_Matr: Generación de Matrices de datos

Aunque existen solamente ocho nodos en la microrred, se tendrán diez vectores porque los sistemas de almacenamiento pueden funcionar en forma bidireccional. Inyectando potencia o absorbiendo potencia.

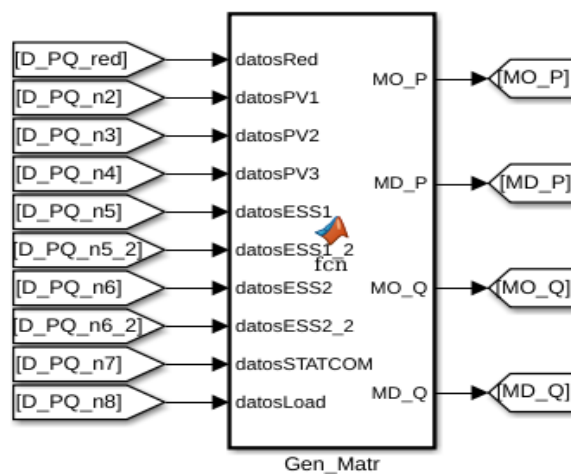


Figura 4-2. Generación de matrices de Oferta y Demanda.

Cada uno de los **vectores de datos de entrada** tendrá la siguiente estructura:

$$\text{datos X} = [\text{potP}, \text{priorP}, \text{PotQ}, \text{priorQ}]$$

Ejemplos de estos vectores serían: “datosRed” y “datosPV1”. Una vez almacenados en registro todos los datos de los “diez nodos” se procede a crear cuatro vectores que almacenen la Potencia Activa (P), prioridad de potencia activa (priorP), potencia reactiva (Q), prioridad de la potencia reactiva (priorQ) de los “diez” nodos posibles. Seguidamente, en este bloque se generarán cuatro matrices a partir de los datos de entrada del control. Estas matrices se definen de la siguiente manera:

- **MO_P**: Matriz de potencias activas ofertadas.
- **MD_P**: Matriz de potencias activas demandadas.
- **MO_Q**: Matriz de potencias reactivas ofertadas.
- **MD_Q**: Matriz de potencias reactivas demandadas.

Cada una de estas matrices será de unas dimensiones de 8 filas y 5 columnas. Nótese que en este caso hablamos de 8 nodos y no de 10 ya que no hace falta diferenciar en dos los sistemas de almacenamiento. Cada una de las filas corresponderá a uno de los nodos y teniendo en la primera columna un identificador del nodo que estará definido de la siguiente forma:

	1 Id	2 potP	3 priorP	4 potQ	5 priorQ
1 Red	1	0	0	0	0
2 PV1	2	30	0	0	0
3 PV2	3	30	0	0	0
4 PV3	4	30	0	0	0
5 ESS1	5	10	1	0	0
6 ESS2	6	10	1	0	0
7 STATCOM	7	0	0	50	0
8 LOAD	8	0	0	0	0

Figura 4-3. Ejemplo de estructura de la MO.

Las demás celdas de las matrices se rellenarán con el formato de los vectores “**datos X**”. A todos los efectos se considera que los **valores mayores que cero de potencia activa o reactiva es potencia ofertada** y los **valores negativos son potencia demandada**. No obstante, las matrices tanto de oferta como de demanda tendrán siempre valores positivos.

Bloques Matching_P y Matching_Q

Estos bloques son prácticamente idénticos en su implementación con la única diferencia de que se trata por una parte el Matching de la Potencia Activa (P) y por otra el Matching de la Potencia Reactiva (Q) del sistema. Los bloques de control tendrán como entrada las matrices MO_P, MD_P y MO_Q, MD_Q respectivamente a las cuáles a partir de ahora se les denominará directamente MO y MD. Por otro lado, analizando el bloque Matching_P se tendrán como salidas del bloque las Potencias Activas de Referencia (Pref(i)) y la Potencia de Red mientras que en el bloque Matching_Q se tendrán como salidas las Potencias Reactivas de Referencia (Qref(i)) y la Potencia de Red que serán enviadas a los nodos controlables. **Estas potencias de referencia serán calculadas para cumplir las directrices anteriormente marcadas.**

En lo que sigue, se describe lo implementado por ejemplo en el bloque Matching_P. Esta función es la encargada de realizar el Matching o negociado para el intercambio de potencia activa entre los equipos de la microrred

siguiendo una serie de criterios de decisión.

Inicialmente se ordena la MD de forma descendente según el valor de potencia mientras que MO se ordena de forma ascendente según prioridad de la oferta. El objetivo de esto es suplir primero las demandas de mayor valor con las ofertas de menor precio/prioridad. Seguidamente, se le añade una columna de ceros tanto a la matriz de ofertas (MO) como a la matriz de demandas (MD). El objetivo de esta columna es el de almacenar el estado de negociación del nodo. El estado del nodo puede ser “0” lo que implica que está disponible para entrar a negociar o “1” lo cuál implica que el nodo no está disponible para entrar en negociaciones por ejemplo porque la potencia ofertada o demandada del nodo sea cero.

En este punto, ya se está en disposición de comenzar el Matching de la forma siguiente:

- Se comienza a recorrer la MD.
- El nodo cuya demanda sea cero es un nodo que no necesita negociar por lo que su estado se podrá a 1 y se pasará al siguiente nodo demandante de potencia.
- Se comienza a recorrer la MO.
- El nodo cuya oferta sea cero es un nodo que no necesita negociar por lo que su estado se podrá a 1 y se pasará al siguiente nodo ofertante de potencia.
- Se suplirá la demanda de mayor valor (distinta de cero) con la oferta (distinta de cero) de coste menor (prioridad menor).

A la hora de recorrer la MO para suplir una demanda si la prioridad dispuesta por el demandante es mayor o igual que la prioridad dispuesta por el ofertante y existe oferta disponible se pueden dar tres posibilidades:

1. El valor de la oferta del nodo i y la demanda del nodo i son iguales por lo que se intercambian el valor completo. En este caso tanto al nodo demandante como al nodo ofertante se les asignará el estado uno tras actualizar los valores potencia de las MO y MD de ese nodo a cero.
2. El valor de la demanda del nodo i puede completarse con la oferta del nodo i disponible y aún así restará algo de oferta en el nodo i . Por tanto, el nodo ofertante podrá seguir negociando. En este caso, el valor de demanda de la MD se actualizará a cero, el valor de la oferta se actualizará restando la potencia casada y el nodo demandante se le pondrá su estado a 1. No se pone el estado del nodo ofertante a 1 porque aún tiene potencia que ofrecer.
3. El valor de demanda del nodo i no puede completarse con la oferta del nodo i . En este caso, se actualiza el valor de la MO a cero tras la casación y se pone a 1 el estado del nodo ofertante pero no el estado del nodo demandante ya que la demanda no se habría satisfecho completamente.

Finalmente, este bloque de control tendrá como salidas las potencias de referencias de cada uno de los nodos controlables y la potencia activa que será vertida hacia la red o será necesaria coger de ella para mantener el equilibrio de potencias en la microrred eléctrica.

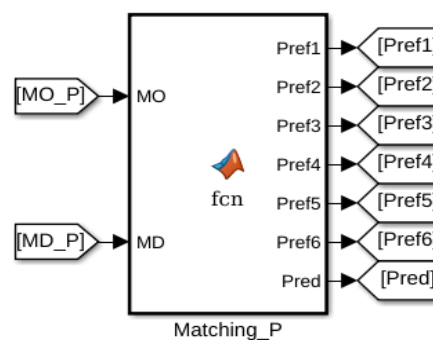


Figura 4-4. Entradas y salidas del bloque Matching_P.

5 VALIDACIÓN DEL CONTROL IMPLEMENTADO

En este capítulo se van a realizar una serie de simulaciones para validar que el algoritmo planteado cumple con los objetivos específicos definidos. Para ello, se definen una serie de métricas que permitan cualificar las funcionalidades cubiertas por el sistema de control, comparar y evaluar los resultados obtenidos a la hora de modificar ciertos parámetros en el sistema de control.

5.1 Definición de métricas

Se analizará en las simulaciones que se cumplan las siguientes condiciones:

1. Máximo aprovechamiento de los sistemas fotovoltaicos.
2. Autogestión de la microrred frente a una caída de potencia activa demandada en la potencia de la red principal.
3. Mínima utilización de la potencia de la red eléctrica para abastecer la demanda.

5.2 Definición de casos de uso simulados y verificados

Se validará cuál es la respuesta del algoritmo frente a dos casos diferentes definidos en la Tabla 5-1

Tabla 5-1. Definición de casos de uso.

ID	Casos de uso	P	Q	Caída de P	Carga constante
1	Pot. Demand < Pot. Ofert	Sí (105 < 110)	Sí (10 < 50)	Sí	Sí
2	Pot. Demand > Pot. Ofert	Sí (120 < 110)	No (50 = 50)	Sí	Sí

5.2.1 Caso de uso ID = 1

En este caso de uso se pretende que entren en el despacho de potencia toda la potencia generada por las plantas fotovoltaicas. Una vez despachada esta potencia, si aún no se ha suplido toda la demanda (en este caso de potencia activa) deberán suplir la potencia restante los ESS antes que la red principal ya que su prioridad de casación es menor. Así, una vez suplida la demanda; el sobrante de potencia activa será entregado a la red principal. Respecto a la potencia reactiva, primero se suplirá la demanda con el STATCOM y el sobrante de oferta debería ser vertido a la red principal para mantener el equilibrio eléctrico.

	1 Id	2 potP	3 priorP	4 potQ	5 priorQ
1 Red	1	0	0	0	0
2 PV1	2	30	0	0	0
3 PV2	3	30	0	0	0
4 PV3	4	30	0	0	0
5 ESS1	5	10	1	0	0
6 ESS2	6	10	1	0	0
7 STATCOM	7	0	0	50	0
8 LOAD	8	0	0	0	0

Figura 5-1. Matriz de ofertas del caso de uso ID = 1.

	1 Id	2 potP	3 priorP	4 potQ	5 priorQ
1 Red	1	100	100	9	100
2 PV1	2	0	0	0	0
3 PV2	3	0	0	0	0
4 PV3	4	0	0	0	0
5 ESS1	5	0	3	0	0
6 ESS2	6	0	3	0	0
7 STATCOM	7	0	0	0	0
8 LOAD	8	5	90	1	90

Figura 5-2. Matriz de demandas del caso de uso ID = 1.

En el caso de la potencia demandada por la red es un escalón que a la mitad de la simulación baja a un valor de potencia cero. Veamos paso a paso como se produce la casación de potencia una vez que las matrices de oferta y demanda están ordenadas. Inicialmente se supe la P y seguidamente la Q.

M_{inicial} =

1	0	0	0	0
2	30	0	0	0
3	30	0	0	0
4	30	0	0	0
7	0	0	50	0
8	0	0	0	0
5	10	1	0	0
6	10	1	0	0

M_{inicial} =

1	100	100	9	100
8	5	90	1	90
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	3	0	0

Figura 5-3. Matrices de oferta y demanda del caso de uso ID = 1 ordenadas.

Se comenzará supliendo la demanda del nodo 1 (100 kW) con los nodos ofertantes que tienen potencia ofertante distinta de cero.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	1
3	30	0	0	0	0
4	30	0	0	0	0
7	0	0	50	0	1
8	0	0	0	0	1
5	10	1	0	0	0
6	10	1	0	0	0

MD =

1	70	100	9	100	0
8	5	90	1	90	0
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-4. Matrices de oferta y demanda tras primera casación en el ID = 1.

En la primera casación la demanda del nodo 1 disminuye a 70, la oferta del nodo 2 queda consumida y es por ello que ese nodo pasa a tener un estado de negociación de 1.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	30	0	0	0	0
7	0	0	50	0	1
8	0	0	0	0	1
5	10	1	0	0	0
6	10	1	0	0	0

MD =

1	40	100	9	100	0
8	5	90	1	90	0
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-5. Matrices de oferta y demanda tras segunda casación del ID =1.

En la segunda casación el valor de demanda del nodo 1 vuelve a disminuir en 30 unidades hasta el valor de 40 mientras que el nodo 3 ofertante es que pasa a ofrecer esas unidades de potencia y pasar a un estado uno de negociación. Lo mismo ocurre con el nodo 4 en la tercera casación.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
7	0	0	50	0	1
8	0	0	0	0	1
5	10	1	0	0	0
6	10	1	0	0	0

MD =

1	10	100	9	100	0
8	5	90	1	90	0
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-6. Matrices de oferta y demanda tras tercera casación del ID = 1.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
7	0	0	50	0	1
8	0	0	0	0	1
5	0	1	0	0	1
6	10	1	0	0	0

MD =

1	0	100	9	100	1
8	5	90	1	90	0
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-7. Matrices de oferta y demanda tras cuarta casación del ID = 1.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
7	0	0	50	0	1
8	0	0	0	0	1
5	0	1	0	0	1
6	5	1	0	0	0

MD =

1	0	100	9	100	1
8	0	90	1	90	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-8. Matrices de oferta y demanda tras quinta casación del ID = 1.

La potencia P que sobra del nodo 6 (ESS2) será ofrecida a la red para mantener el equilibrio eléctrico. Se pasa a las casaciones de potencia reactiva Q.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	30	0	0	0	1
3	30	0	0	0	1
4	30	0	0	0	1
5	10	1	0	0	1
6	10	1	0	0	1
7	0	0	41	0	0
8	0	0	0	0	1

MD =

1	100	100	0	100	1
8	5	90	1	90	0
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-9. Matrices de oferta y demanda tras primera casación de Q en el ID = 1.

MO =

1	0	0	0	0	1
2	30	0	0	0	1
3	30	0	0	0	1
4	30	0	0	0	1
5	10	1	0	0	1
6	10	1	0	0	1
7	0	0	40	0	0
8	0	0	0	0	1

MD =

1	100	100	0	100	1
8	5	90	0	90	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-10. Matrices de oferta y demanda tras segunda casación de Q en el ID = 1.

Se observa que tras cubrir toda la demanda de Q el nodo 7 (STATCOM) sigue ofertando 40 unidades de Q que ofrecerá a la red para mantener el equilibrio eléctrico.

Un resumen de los resultados sería el siguiente:

Tabla 5-2. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 1 antes de la caída de Pred.

ID Nodo	Nodo	Pref/Pred	Qref/Qred
1	Red	- 5	- 40
2	PV1	30	0
3	PV2	30	0
4	PV3	30	0
5	ESS1	10	0
6	ESS2	10	0
7	STATCOM	0	10

No obstante, a lo largo de la simulación, en el segundo 0.5, la potencia demandada por la red baja a cero teniendo el algoritmo que dar resultados diferentes automáticamente.

M0inicial =

1	0	0	0	0
2	30	0	0	0
3	30	0	0	0
4	30	0	0	0
7	0	0	50	0
8	0	0	0	0
5	10	1	0	0
6	10	1	0	0

M0inicial =

8	5	90	1	90
1	0	100	9	100
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	3	0	0
6	0	3	0	0
7	0	0	0	0

Figura 5-11. Matrices de oferta y demanda tras la caída de Pred en ID = 1.

M0 =

1	0	0	0	0	1
2	25	0	0	0	0
3	30	0	0	0	0
4	30	0	0	0	0
7	0	0	50	0	1
8	0	0	0	0	1
5	10	1	0	0	0
6	10	1	0	0	0

M0 =

8	0	90	1	90	1
1	0	100	9	100	1
2	0	0	0	0	1
3	0	0	0	0	1
4	0	0	0	0	1
5	0	3	0	0	1
6	0	3	0	0	1
7	0	0	0	0	1

Figura 5-12. Matrices de oferta y demanda tras primera casación de P tras la caída de Pred en ID = 1.

Tabla 5-3. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 1 después de la caída de Pred.

ID Nodo	Nodo	Pref/Pred	Qref/Qred
1	Red	- 105	- 40
2	PV1	5	0
3	PV2	0	0
4	PV3	0	0
5	ESS1	0	0
6	ESS2	0	0
7	STATCOM	0	10

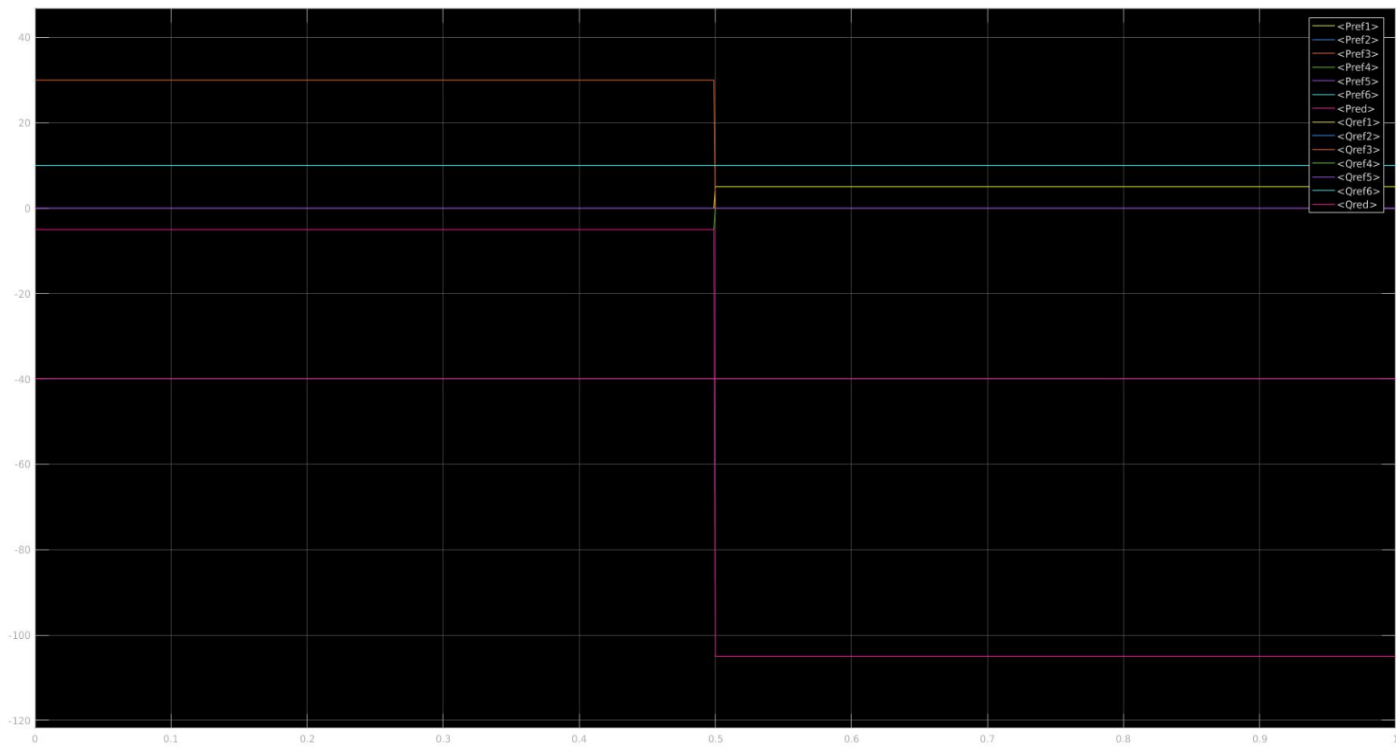


Figura 5-13. Resultados de reparto de potencias en el transitorio del ID = 1.

5.2.2 Caso de uso ID = 2

En este caso lo que se busca es promover la autogestión de la microrred de forma que la potencia que se tome de la red para cubrir las demandas de la microrred sea la menor posible. Se pretende que entren en el despacho de potencia toda la potencia generada por las plantas fotovoltaicas. Una vez despachada esta potencia, si aún no se ha suplido toda la demanda (en este caso de potencia activa) deberán suplir la potencia restante los ESS antes que la red principal ya que su prioridad de casación es menor. Respecto a la potencia reactiva, toda la potencia demandada será suplida por el STATCOM.

	1 Id	2 potP	3 priorP	4 potQ	5 priorQ
1 Red	1	0	0	0	0
2 PV1	2	30	0	0	0
3 PV2	3	30	0	0	0
4 PV3	4	30	0	0	0
5 ESS1	5	10	1	0	0
6 ESS2	6	10	1	0	0
7 STATCOM	7	0	0	50	0
8 LOAD	8	0	0	0	0

Figura 5-14. Matriz de ofertas del caso de uso ID = 2.

	1 Id	2 potP	3 priorP	4 potQ	5 priorQ
1 Red	1	115	100	9	100
2 PV1	2	0	0	0	0
3 PV2	3	0	0	0	0
4 PV3	4	0	0	0	0
5 ESS1	5	0	3	0	0
6 ESS2	6	0	3	0	0
7 STATCOM	7	0	0	0	0
8 LOAD	8	5	90	41	90

Figura 5-15. Matriz de demandas del caso de uso ID = 2.

Tabla 5-4. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 2 antes de la caída de Pred.

ID nodo	Nodo	Pref/Pred	Qref/Qred
1	Red	10	0
2	PV1	30	0
3	PV2	30	0
4	PV3	30	0
5	ESS1	10	0
6	ESS2	10	0
7	STATCOM	0	50

Tabla 5-5. Resumen de resultados del algoritmo para el caso ID = 2 después de la caída de Pred.

ID nodo	Nodo	Pref/Pred	Qref/Qred
1	Red	115	0
2	PV1	5	0
3	PV2	0	0
4	PV3	0	0
5	ESS1	0	0
6	ESS2	0	0
7	STATCOM	0	50

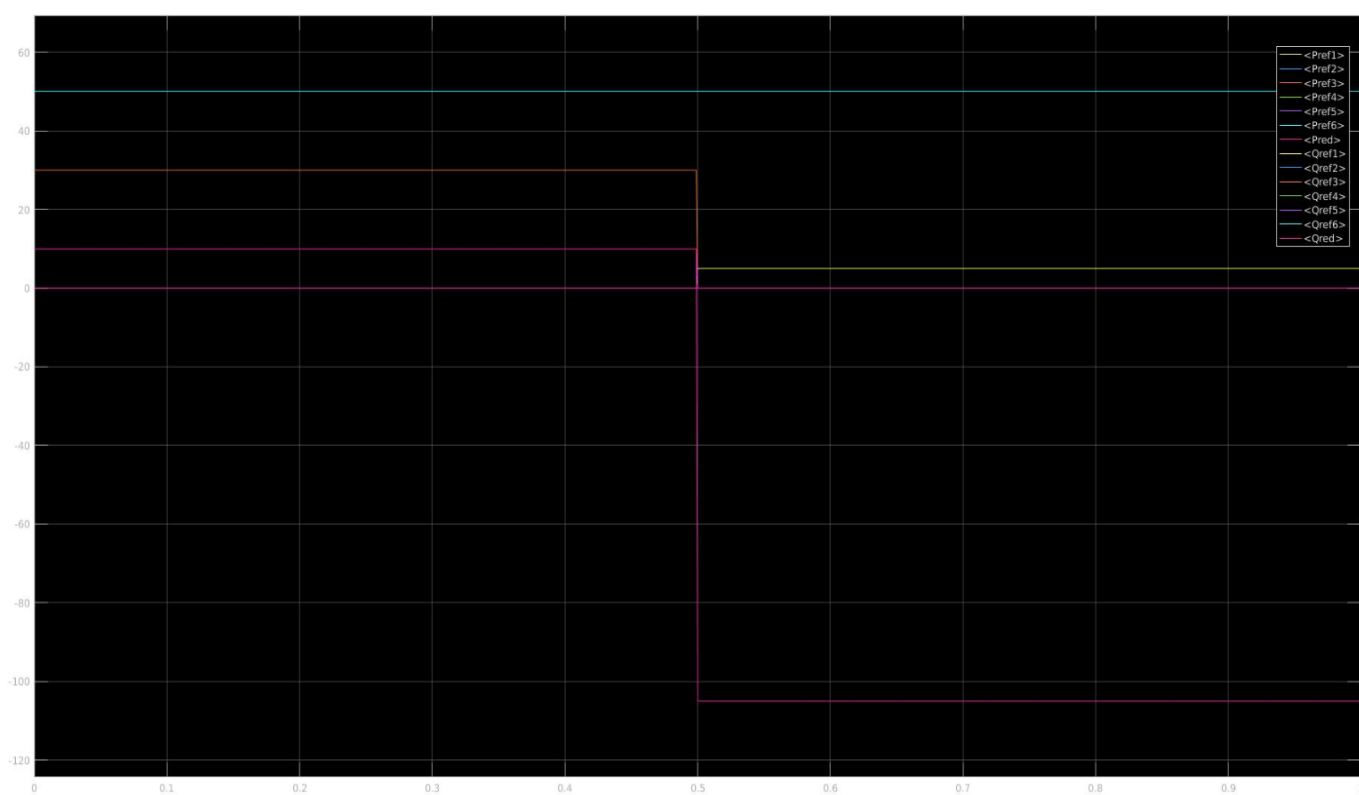


Figura 5-16. Resultados de reparto de potencias en el transitorio del ID = 2.

6 CONCLUSIONES

La transición del sistema energético actual basado en combustibles fósiles a un nuevo sistema con implantación de energías renovables y sistemas de almacenamientos requiere el desarrollo de nuevos algoritmos de control que permitan gestionar los aspectos relacionados tanto con la intermitencia y la distribución de la generación como con los nuevos perfiles de consumo. Estos retos se satisfacen mediante la efectiva integración y coordinación de generadores distribuidos (Distributed Generator, DG). La concepción de la red eléctrica en unidades más pequeñas de gestión donde el almacenamiento de energía compense tanto las fluctuaciones de generación renovable como la aleatoriedad del comportamiento de los consumidores aparece como una nueva solución estructural. Para intentar abordar estos problemas, surge el paradigma de la microrred (microgrid), introducido por [1] como una aproximación que considera la generación y las cargas asociadas como un subsistema o microrred.

Las microrredes que están basadas en sistemas de generación distribuida suelen ser abordadas, desde el punto de vista de sistema de control, con controles basados en sistemas MAS. Una de las ventajas de la aplicación de controles multi agentes en sistemas eléctricos descentralizados es la de que cada uno de los nodos tiene capacidad de control local y global. En caso de pérdida de un nodo, la red de nodos seguiría funcionando. No toda la responsabilidad recae en un nodo central. Por eso el sistema en su conjunto se vuelve más flexible. Aparte, se puede tener en cada nodo información local e información global pudiendo compartir a través de los buses de comunicaciones sólo la información necesaria. No obstante, la implementación de este tipo de controles conlleva mayor dificultad que el control centralizado tradicional. Este trabajo **“Sistema de control heurístico basado en sistemas multi-agentes aplicado a micro-red eléctrica”** consigue satisfacer todos los objetivos específicos definidos en el capítulo introductorio a través de la simulación de dos casos de uso. Estos objetivos son:

- Resolución de la integración de una microrred en la red eléctrica a través de un control heurístico basado en sistemas multi agentes (MAS, acrónimo en inglés).
- Reparto y equilibrio de potencias activa y reactiva.
- La algoritmia presentada será capaz de resolver faltas producidas en un transitorio. Un punto importante es gestionar los transitorios durante la conmutación, como se muestra en [14].
- Máximo aprovechamiento de la potencia ofrecida por recursos energéticos limpios (fotovoltaica y sistemas de almacenamiento).
- Autogestión ante la caída de la potencia activa demandada de la red en un instante determinado.
- Minimización del uso de la red principal a la hora de suplir la demanda en la gestión de la microrred.

No obstante, líneas de trabajo futuras podrían ser las siguientes:

- Búsqueda del beneficio económico aparte de la eficiencia energética. Para conseguir esto se podría parametrizar y cuantificar cuál es el coste económico de utilizar potencia en función del tipo de recurso energético utilizado. Por ejemplo; instalación fotovoltaica, baterías de Ion-Litio, baterías de flujo o un grupo diésel. La parametrización y cuantificación de este coste en cada tipo de recurso energético sería diferente. Por ejemplo, en los sistemas de almacenamiento, existen tecnologías que tienen una mayor densidad de potencia y menor densidad energética. En función de las necesidades de demanda, se podrá tomar la potencia de un tipo sistema de almacenamiento u otro. Una vez parametrizado estos recursos energéticos y cuantificado el coste de la potencia se podría incluir en el algoritmo una función de minimización del coste económico lo cuál nos llevaría al mayor beneficio económico.
- Integración de cargas controlables teniendo en cuenta cargas prioritarias y no prioritarias. En este caso, cargas prioritarias podrían ser la energía demandada por un quirófano de hospital y una carga no prioritaria podría ser la iluminación de un monumento. Debieran identificarse qué cargas son prioritarias y cuáles no para que el método pueda decidir en caso de necesidad qué demanda cubrir antes o en caso de no poder cubrir toda la demanda, de cuál de los suministros se podría prescindir.
- Realización de una Human Machine Interface de forma que se puedan modificar los parámetros de

entrada del estado de la red y observar como responde el algoritmo ante estos cambios.

- Adaptación del control para la realización de simulaciones en estado estacionario. Se entiende en este caso por estacionario al concepto de ver cómo el algoritmo resolvería la situación de la red a lo largo de un tiempo prolongado. Por ello, se podría incluir como entradas al algoritmo curvas de oferta, demanda y prioridades para cada nodo. Así, se conseguiría ver cómo reacciona el algoritmo ante esas entradas variables en el tiempo.

REFERENCIAS

- [1] Lasseter, R. H., 2002. Microgrids. IEEE Power Eng Soc Transm Distrib Conf, 305–8.
- [2] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, A., Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevez, G. A., Hatziargyriou, N. D., 2014. Trends in microgrid control. IEEE Trans on Smart Grid 5 (4).
- [3] Bidram, A., Lewis, F. L., Davoudi, A., 2014. Distributed control systems for small-scale power networks. IEEE Control Systems Magazine 34 (6), 56–77.
- [4] Jiay, H., Chuanwen, J., Rongi, X., 2008. A review on distributed energy resources and microgrid. Renewable Sustainable Energy Rev. 12, 2472–2483.
- [5] Ferrari-Trecate, G., Gallestey, E., Letizia, P., Spedicato, M., Morari, M., Antoine, M., 2004. Modeling and control of co-generation power plants: a hybrid system approach. IEEE Trans. on control systems technology 12 (5), 694–705.
- [6] Greenwell, W., Vahidi, A., 2010. Predictive control of voltage and current in a fuel cell-ultracapacitor hybrid. IEEE Trans. on Industrial Electronics 57 (6), 1954–1963.
- [7] Hajimiragha, A., Zadeh, M. R. D., 2013. Research and development of a microgrid control and monitoring system for the remote community of bella coola: Challenges, solutions achievements and lessons learned. In: Proc. IEEE Internat. Conf. on Smart Energy Grid Engineer. (SEGE'13).
- [8] Palma-Behnke, R., Benavides, C., Lanas, F., Severino, B., Reyes, L., Llanos, J., Saez, D., 2013. A microgrid energy management system based on the rolling horizon strategy. IEEE Trans. Smart Grid 4 (2), 996–1006.
- [9] Hatziargyriou, N., Asano, H., Iravani, R., Marnay, C., 2007. Microgrids. IEEE Power Energy Mag. 5 (4), 78–94.
- [10] Lidula, N., Rajapakse, A., 2011. Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems. Renewable Sustainable Energy Rev 15, 186–202.
- [11] Palizban, O., 2011. Active and reactive power control for a hybrid system with photovoltaic panel, windturbine, fuelcells, electrolyzer and supercapacitor in off-grid mode. In: IEEE international conference on control system, computing and engineering (ICCSCE).
- [12] Rigo-Mariani, R., Sareni, B., Roboam, X., 2013. A fast optimization strategy for power dispatching in a microgrid with storage. In: Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE, Viena, Austria.
- [13] Hakimi, S., Moghaddas-Tafreshi, S. M., Hassanzadehfard, H., Taylor, G. A., Alamuti, M. M., 2013. Optimization of a reliable combined cooling, heat and power microgrid system. In: Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE, Viena, Austria.
- [14] Bidram, A., Davoudi, A., 2012. Hierarchical structure of microgrids control system. IEEE Trans on

Smart Grid 3, 1963–1976.

- [15] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saeedifard, A., Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevéz, G. A., Hatzigiorgianni, N. D., 2014. Trends in microgrid control. *IEEE Trans on Smart Grid* 5 (4).
- [16] A.L. Kulasekera, R.A.R.C. Gopura, K.T.M.U Hemanapala, N. Perera. “A Review on Multi-Agent Systems in Microgrid Applications”. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies-India*. 2011.
- [17] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. M. Khambadkone, H. N. Aung. “Multi-Agent System (MAS) for Short-Term Generation Scheduling of a Microgrid”. *IEEE ICSET*, 2010.
- [18] Y. Shoham and K. Leyton-Brown, *Multiagent systems: algorithmic, game-theoretic, and logical foundations*. Cambridge University Press, 2008.
- [19] T. Nagata, M. Ohono, J. Kubokawa, H. Sasaki and H. Fujita, "A Multi-Agent Approach to Unit Commitment Problems," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, pp.64-69, 2002.
- [20] T. Nagata, H. Nakayama and H. Sasaki, "A Multi-Agent Approach to Power System Normal State Operations," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp.1582-1586, 2002.
- [21] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler and C. Hardt, "Agent based Micro Grid Management System," *IEEE International Conference on Future Power Systems*, pp.1-6, 2005.
- [22] J. M. Solanki and N. N. Schulz, "Multi-Agent System for Islanded Operation of Distribution Systems," *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, pp.1735 - 1740, 2006.
- [23] S. D. J. McArthur, E. M. Davidson and V. M. Catterson, "Building multi-agent systems for power engineering applications," *Power Engineering Society General Meeting*, pp.7, 2006.
- [24] L. Phillips, H. Link, R. Smith and L. Welland, "Agent-Based Control of Distributed Infrastructure Resources," *Sandia National Laboratories*, 2006.
- [25] S. Rahman, M. Pipattanasomporn and Y. Teklu, "Intelligent Distributed Autonomous Power System (IDAPS)," *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp.1-8, 2007.
- [26] J. M. Solanki, S. Khushalani and N. N. Schulz, "A Multi-Agent Solution to Distribution Systems Restoration," *IEEE Transactions on Power system*, pp. 1026-1034, 2007.
- [27] T. Logenthiran, D. Srinivasan and David Wong, "Multi-Agent Coordination for DER in MicroGrid ", *IEEE ICSET*, pp. 77-82, 2008.
- [28] T. Logenthiran and D. Srinivasan, "Management of Distributed Energy Resources Using Intelligent Multi-Agent System," *Applications of Multi-Agents with Intelligent and Evolutionary Computation*, 2010.
- [29] Yi Ding, Preben Nyeng, Jacob Ostergaard, Maj Dang Trong, Salvador Pineda, Koen Kok, George B. Huitema, Ove S. Grande. “Ecogrid EU- A large Scale Smart Grids Demonstration of Real Time Market-based Integration of Numerous Small DER and DR”. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe*, Berlin. 2012.
- [30] Wenbo Shi, Eun Kyu Lee, Daoyuan Yao, Rui Huang, Chi-Cheng Chu, Rajit Gadh, “Evaluating Microgrid Management and Control with an Implementable Energy Management System”. *IEEE*

- SmartGridComm, Venice, Italy. 2014.
- [31] Il-Yop Chung, Cheol-HeeYoo, Sang-Jin Oh. "Distributed Intelligent Microgrid Control Using Multi-Agent Systems". Scientific Research journal, 2013.
- [32] M. Wooldridge, An Introduction to Multiagent Systems, John Wiley and Sons, 2009.
- [33] T Logenthiran, D. Srinivasan, and A.M. Khambadkone, "Multi-agent system for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system," Electric Power Systems Research, vol. 81, no.1, pp.138-148, 2011.
- [34] J. Oyarzabal, J. Jimeno, J. Ruela, A. Engler, and C. Hardt, "Agent based Micro Grid Management System," 2005 International Conference on Future Power Systems, 18 Nov. 2005.
- [35] J. Lagorse, D. Paire, and A. Miraoui, "A multi-agent system for energy management of distributed power sources" Renewable Energy, vol.35, no.1, pp.174-182, 2010.
- [36] H. Kim and T. Kinoshita, "A Multiagent System for Microgrid Operation in the Grid-connected Mode," Journal of Electrical Engineering and Technology, vol. 5, no. 2, pp. 246-254, 2010.
- [37] J.K. Kok, C.J. Warmer, I.G. Kamphuis. "MultiAgent control in the Electricity Infrastructure". AAMAS'05, Utrecht, Netherlands. 2005.

ACRÓNIMOS

TFM: Trabajo Fin de Máster

DG: Distributed Generator

DES: Distributed Energy Sources

PCC: Point of Common Coupling

MAS: Multi-Agent System

STATCOM: STATic synchronous COMpensator

VSC: Voltage Source Converter

SW: Software

HW: Hardware

P: Potencia Activa

Q: Potencia Reactiva

MO: Matriz de ofertas

MD: Matriz de demandas

ESS: Energy Storage System

PV: Photovoltaics