

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis de la gestión de potencia de las microrredes

Autor: Magín Fuertes Parejo

Tutora: Carolina Albea Sánchez

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

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Análisis de la gestión de potencia de las microrredes

Autor:

Magín Fuertes Parejo

Tutora:

Carolina Albea Sánchez

Profesora titular

Dpto. de Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Grado: Análisis de la gestión de potencia de las microrredes

Autor: Magín Fuertes Parejo

Tutora: Carolina Albea Sánchez

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

*A mis familiares y amigos que
están*

*A mis familiares y amigos que se
fueron*

Agradecimientos

A mi familia, que siempre me ha apoyado y ayudado a lo largo de este duro camino hasta llegar aquí, incluso aunque haya habido veces que no me haya dado cuenta. Me gustaría agradecer especialmente a mi madre, M^aÁngeles, por haber hecho de mí la persona que hoy soy y por haber confiado siempre en mí desde el primer día que comencé esta etapa. También me gustaría nombrar a mis abuelos, Ángeles y Rafael, y a mi tía Inma, por el incondicional apoyo que me aportan y por alegrarse incluso más que yo de mis propios logros. Y a mi padre, que estoy seguro de que estará orgulloso en el cielo.

A mis amigos, porque siempre han estado y estarán ahí, hasta en los momentos no tan buenos. Habéis sido una pieza clave en este camino.

A mis compañeros de clase, que me han acompañado estos años de carrera, compartiendo apuntes, alegrías por los aprobados, y desilusiones por los suspensos. Por los buenos momentos vividos estos años.

A todos los profesores que he tenido durante la carrera, por todo el conocimiento y las ganas de aprender que me han aportado. Especialmente me gustaría agradecer a Carolina Albea su ayuda prestada y tiempo dedicado, por haber confiado en mí para la realización de este proyecto, y por todo lo que me ha enseñado acerca de las microrredes.

Magín Fuertes Parejo

Sevilla, 2022

En los últimos se está avanzando a pasos agigantados en la tecnología de las fuentes de energía renovables, haciendo que estén más implantadas en el sistema eléctrico y sean más accesibles al usuario particular. Esto hace que la generación distribuida esté cada vez más presente en la red, y surja la necesidad de buscar una forma óptima, eficiente, y económica para adaptarla al sistema actual y gestionar su potencia normalmente intermitente. Por ello, surge el término de microrred.

El presente trabajo se divide en dos partes claramente diferenciadas. Una primera parte en la que se da a conocer y se muestra la importancia que tienen y tendrán las microrredes en el sistema eléctrico actual, así como una breve introducción a sus componentes, tipos, y topologías. Además, se presentarán alguno de los controles usados para operarlas. Y una segunda parte en donde se modelará una red de microrredes y se realizarán una serie de simulaciones en las que el interés principal será ver cómo varían los niveles de almacenamiento de cada microrred a lo largo del día. Se mostrarán los resultados obtenidos operando ante distintos casos y modos de funcionamiento.

Abstract

In recent years, the technology of renewable energy sources is advancing by leaps and bounds, making them more implanted in the electrical system and more accessible to de individual user. This means that distributed generation is increasingly present in the network, and the need arises to find an optimal, efficient, and economic way to adapt it to the current system and manage its normally intermittent power. For this reason, the term *microgrid* arises.

This work is divided into two clearly differentiated parts. A first part in which the importance that microgrids have and will have in the current electrical system is disclosed and shown, as well as a brief introduction to their components, types, and topologies. In addition, some of the controls used to operate them will be presented. And a second part where a network of miccrogrids will be carried out. The results obtained operating it in different cases and modes of operation will be shown.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción y Objetivos	1
2 Microrredes	3
2.1. <i>Componentes</i>	4
2.1.1 Fuentes	4
2.1.2 Cargas	5
2.1.3 Sistemas de almacenamiento	6
2.2. <i>Clasificación</i>	7
2.2.1 Según su conexión a red	7
2.2.2 Según su disposición	9
2.2.3 Según su nivel de potencia	10
2.2.4 Según su naturaleza	10
3 Niveles de Control	17
3.1 <i>Nivel primario</i>	18
3.2 <i>Nivel secundario</i>	18
3.3 <i>Nivel terciario</i>	19
4 Control Nivel Terciario	21
4.1 <i>Red de microrredes aislada</i>	22
4.1.1 Simulación de operación normal	22
4.1.2 Simulación con desconexiones de baterías	23
4.1.3 Simulación con variaciones no esperadas en la potencia neta	24
4.2 <i>Red de microrredes conectada</i>	26
4.2.1 Simulación de operación normal	27
4.2.2 Simulación con desconexiones de baterías	27
4.2.3 Simulación con variaciones no esperadas en la potencia neta	29
5 Conclusiones y trabajos futuros	31
Referencias	33

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parámetros de la batería y de la simulación

22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Trazado de microrred con conexiones [4]	1
Figura 2: Esquema básico de una microrred [5]	3
Figura 3: Componentes típicos de una microrred [3]	4
Figura 4: Diagrama de bloques del AC8B [9]	5
Figura 5: Perfil de demanda con y sin sistema de almacenamiento de energía	6
Figura 6: Vista general de la microrred de Kythnos [1]	8
Figura 7: Microrred radial conectada a la red eléctrica [6]	9
Figura 8: Topologías de microrredes: (a) radial, (b) en anillo, (c) mallada [21]	9
Figura 9: Topología de una microrred CC con conexión a red [26]	11
Figura 10: Sistema de energía abierta en CC en el campus de OIST [30]	12
Figura 11: Compensación <i>shunt</i> (paralelo)	13
Figura 12: Estructura típica de una microrred de CA [32]	14
Figura 13: Topología básica de una microrred híbrida [2]	14
Figura 14: Estructura jerárquica de control Q-v [34]	17
Figura 15: Estructura jerárquica de control P-f [34]	17
Figura 16: Droop Control de P y Q	18
Figura 17: Representación esquemática del control jerárquico en microrredes [36]	19
Figura 18: Evolución de los SOC's y las potencias netas en situación normal	22
Figura 19: Evolución de los SOC's y las potencias netas ante desconexiones de baterías	23
Figura 20: Valores de las alfas en el apartado 4.1.2	23
Figura 21: Evolución de los SOC's ante variaciones no esperadas de las potencias netas	24
Figura 22: Evolución de los SOC's ante variaciones no esperadas de las potencias netas y alfas	25
Figura 23: Valores de las alfas en el segundo caso del apartado 4.1.3	25
Figura 24: Modelado del precio del mercado	26
Figura 25: Resultados obtenidos tras la simulación de una operación normal	27
Figura 26: Resultados obtenidos tras las desconexiones de tres baterías	28
Figura 27: Valores de las alfas para el apartado 4.2.2	28
Figura 28: Resultados obtenidos tras variaciones repentinas en potencias netas	29
Figura 29: Evolución de los SOC's ante variaciones no esperadas de las potencias netas y alfas	30
Figura 30: Variación de las alfas para el segundo caso del apartado 4.2.3	30

Notación

FER	Fuentes de energía renovables
DSM	Gestión del lado de la demanda
MR	Microrred
MPP	Punto de máxima potencia
DR	Respuesta a la demanda
ESS	Sistemas de almacenamiento de energía
CA	Corriente alterna
CC	Corriente continua
GD	Generación distribuida
MT	Media tensión
BT	Baja tensión
PCC	Punto de acoplamiento común
SOC	Índice de carga de la batería

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Actualmente, se está adoptando e implantando cada vez más la generación distribuida, es decir, la generación de energía eléctrica cada vez recae más en pequeñas fuentes próximas a las cargas. Esto es debido, en parte, al auge que están teniendo las fuentes de energía renovables (FER) en los últimos años gracias a los avances en tecnología fotovoltaica, aerogeneradores, cogeneración y celda de combustible entre otros [1]. A estos avances en recursos energéticos distribuidos, se les unen las numerosas presiones y políticas gubernamentales para fomentar el uso de energías renovables y así reducir la huella de carbono disminuyendo los gases de efecto invernadero [2]. Además, la localización de los grandes generadores suele ser alejada del consumo, por lo que se necesita una gran infraestructura para transportar tal cantidad de energía. Esto se traduce en una fuerte inversión y costes de explotación, además de numerosas pérdidas. Todo ello hace que surja la necesidad de integrar y controlar la generación distribuida, así como el consumo de las cargas del sistema. Así, el concepto de microrred es presentado por primera vez por el profesor Lasseter en una conferencia en 2002 [3]. Una microrred se define como un conjunto de recursos energéticos distribuidos, fuentes, cargas y sistemas de almacenamiento que actúan como una sola entidad controlable que puede operar unida a la red o de forma aislada. Es posible prever la demanda de potencia para una época del año y momento determinado y actuar en consecuencia, esto se conoce como Gestión del Lado de la Demanda (denominado en inglés “Demand Side Management, DSM)[38].

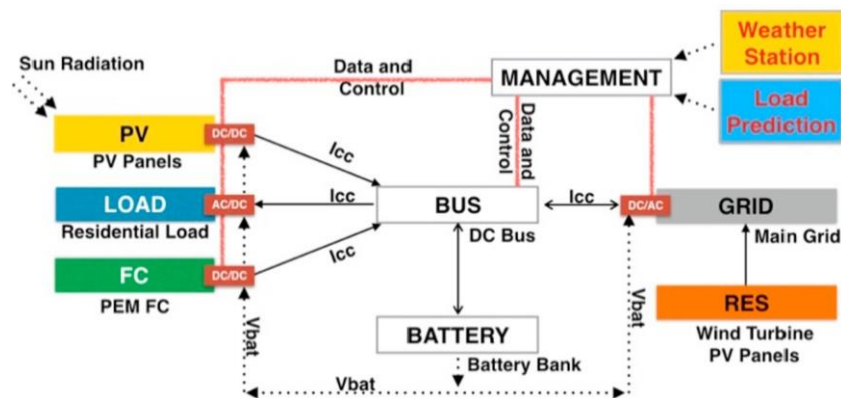


Figura 1: Trazado de microrred con conexiones [4]

Las microrredes se presentan como una solución a la transición energética en numerosos países desarrollados y, aunque se trate de un concepto relativamente nuevo, ya se opera con ellas, formando parte de muchos sistemas en la actualidad. No obstante, están en continuo desarrollo para tratar de optimizar su uso. Este proceso de mejora constante no es sencillo, y se necesitan cada vez más estrategias de control y soluciones tecnológicas para administrar y estimar la demanda que optimizan el uso de la energía producida [4], así como minimizar los costos operativos o maximizar los ingresos de acuerdo con el mercado eléctrico.

Del mismo modo, las microrredes se están implantando cada vez más en países en vía de desarrollo. En estos lugares normalmente rurales, con poca infraestructura eléctrica para la distribución de la energía y relativamente

alejados de los puntos de generación, estos sistemas se presentan como una solución para suministrar la energía eléctrica demandada a la población.

Uno de los objetivos que se persigue con este trabajo será obtener una visión general e introductoria de las microrredes de una forma descriptiva. Este propósito se intentará llevar a cabo analizando las clases de microrredes, así como sus componentes y posibilidades de operación. Posteriormente, se introducirán problemas de control que pueden surgir en la explotación de éstas.

En una segunda parte del trabajo, se propondrá una solución en la cual se analizará de forma práctica la gestión de potencia de una microrred real por medio de la herramienta *Simulink* de *Matlab*.

2 MICRORREDES

Como se definió previamente, la microrred abarca una parte de un sistema de distribución de energía eléctrica que se encuentra aguas abajo de la subestación de distribución e incluye recursos energéticos distribuidos y diferentes tipos de usuarios finales de electricidad y/o calor [5]. El conjunto se comporta como una única entidad desde el punto de vista de la red.

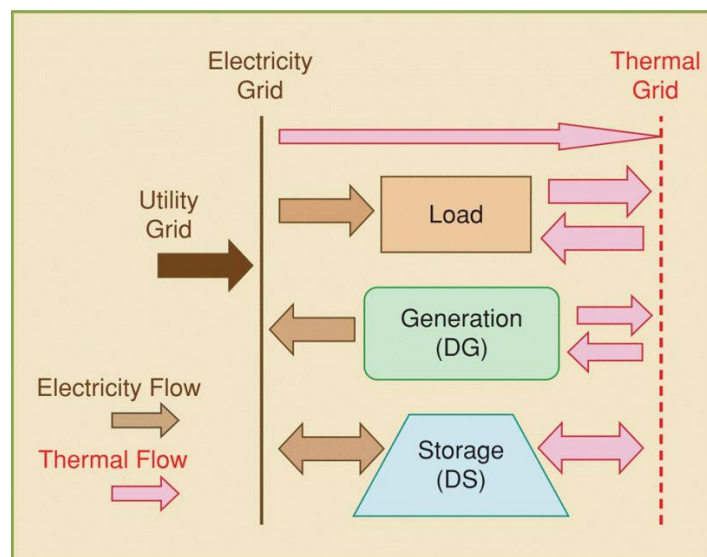


Figura 2: Esquema básico de una microrred [5]

Las microrredes tienen diversas ventajas respecto al sistema tradicional de generación y transporte basado en la red eléctrica [6]:

- Desde el punto de vista eléctrico: se comporta como una única entidad controlada, con constantes comunicaciones entre todos sus elementos (del orden de milisegundos) para garantizar la calidad del suministro y una rápida actuación de las protecciones ante fallo eléctrico. Esto unido a la capacidad de almacenamiento y a una fuerte apuesta por las energías renovables hace que sean autosuficientes.
- Desde el punto de vista del consumidor: al tener la generación cerca de los puntos de consumo, aumentan los niveles de confiabilidad y seguridad.
- Desde el punto de vista del medio ambiente: permite una mayor penetración de las energías renovables, lo que se traduce en una disminución de emisiones contaminantes a la atmósfera.

2.1. Componentes

A continuación, se detallarán los tres componentes más importantes, que son las fuentes, las cargas y los sistemas de almacenamiento. Aún así, cabe destacar que hay otros elementos indispensables para el funcionamiento, como son interruptores, protecciones o el sistema de control. El sistema de control se tratará más adelante.

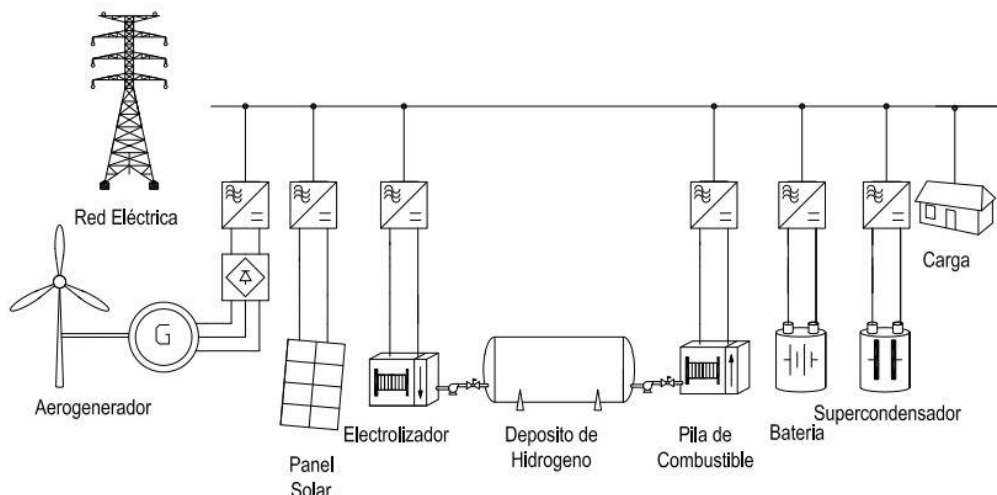


Figura 3: Componentes típicos de una microrred [3]

2.1.1 Fuentes

En el sistema eléctrico convencional, la generación de electricidad recae en grandes plantas generadoras. Éstas actúan como cualquier otra industria, salvo que su objetivo es la generación y distribución de la energía eléctrica maximizando su beneficio económico. Se encuentran alejadas de los núcleos urbanos debido a que muchas grandes centrales dependen de la ubicación del recurso que van a utilizar para producir energía o de una localización que les permita ser abastecidas con el combustible/recurso energético necesario fácilmente. Otros motivos importantes son la seguridad o la necesidad de eliminación de residuos producidos en la generación, entre otros.

Esta composición de fuentes de generación cambia totalmente en las microrredes. Desaparecen las grandes centrales de gran potencia, y se sustituyen por pequeñas fuentes de generación distribuidas y situadas mucho más cerca del consumo final, lo que reduce pérdidas en el transporte. Éstas suelen ser de mucha menos potencia, y estar basadas en energías renovables como la energía eólica, la fotovoltaica o la biomasa. Es una forma de no depender de combustibles o recursos energéticos externos y ser autosuficientes.

Aún así, también se utilizan sistemas de generación convencionales como los motores diesel o incluso turbinas de gas, que se comportan como generadores síncronos.

Fuentes de energía renovable

Son la base de cualquier microrred y lo que les da la capacidad de ser autosuficientes a la vez que sostenibles con el medioambiente reduciendo las emisiones perjudiciales para la atmósfera. Aunque también se usa la biomasa, las principales fuentes de energía renovable de una microrred suelen ser las fuentes de energía eólica y las de fotovoltaica. Ambas se conectan a la red por medio de inversores que hacen que trabajen en el punto de máxima potencia (MPP por sus siglas en inglés) [7]. Las referencias de potencia activa y reactiva se obtienen por medio del algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

Generador síncrono

Los generadores síncronos (no indispensables) en una microrred aportan la inercia de rotación de la que carecen las otras fuentes de energía. Habitualmente, funcionan con un motor de gas natural o diésel. En [8] se pueden ver diversos métodos de control de generadores síncronos integrados en una microrred. Estos controles, aunque

parecidos, no son exactamente iguales a los empleados en los grandes generadores síncronos convencionales, fundamentalmente debido a que estarán en una estructura de microrred con otras fuentes.

Un generador se puede controlar por medio de dos formas: variando el excitador o variando la apertura de la válvula. En el primer caso se regula la potencia reactiva y la tensión, mientras que en el segundo se estaría operando sobre la potencia activa y el ángulo del voltaje. En la Figura 5 se puede ver un modelo de excitador rectificador alimentado por alternador (IEEE AC8B) para el modelado de este sistema [9].

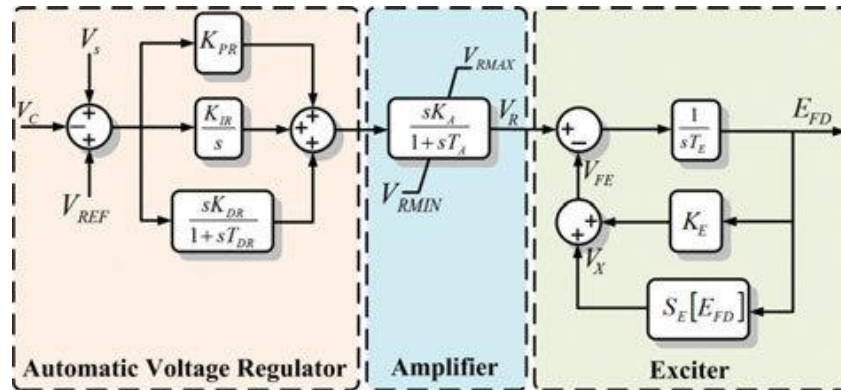


Figura 4: Diagrama de bloques del AC8B [9]

2.1.2 Cargas

El fin de cualquier sistema eléctrico es proporcionar energía eléctrica garantizando una calidad de servicio y cubriendo los niveles de demanda de los consumidores. En una microrred, como sistema eléctrico que es, ocurre lo mismo: el sistema de control debe procurar abastecer a las cargas con energía eléctrica y para ello lleva a cabo la gestión del lado de la demanda (Demand Side Management, DSM). Este concepto nace en Estados Unidos, y se trata de un medio para influir, controlar y monitorear el uso de la energía eléctrica por parte de los consumidores y la forma en la que lo hacen [10], dando prioridad a unas cargas respecto a otras según el momento del día y los niveles de demanda. Ésto, permite reducir a demanda máxima, balancear la generación y el consumo y aplanar el perfil de carga [11] [12]. Además, el uso de DSM mejora la eficiencia del sistema, reduce las pérdidas, y reduce costes de operación. Por otra parte, el control de la microrred se vuelve más complejo.

En relación al DSM, la respuesta a la demanda (Demand Response, DR) son las acciones y cambios de uso de energía eléctrica por parte de los clientes en función del precio de la electricidad a lo largo del tiempo. Del mismo modo, DR también se puede definir como pagos de incentivos que tienen como objetivo influir en un menor uso de energía cuando los precios del mercado mayorista son altos o el sistema se encuentra en situación de emergencia [13].

Por medio de estos conceptos, el sistema de control de la microrred puede ajustar el tiempo de conexión y niveles de consumo de algunas cargas, así como desplazarlas a periodos de mínima demanda ante casos de emergencia para obtener un mayor funcionamiento. Es lo que se conoce como *Load Shifting*. En [14] se puede ver un algoritmo que permite llevar a cabo este proceso.

Sin embargo, no todas las cargas pueden ser manipuladas y controladas. Se distingue un tipo de carga, llamada crítica, cuya demanda siempre debe quedar satisfecha y no se pueden aplazar. Algunos ejemplos de cargas críticas pueden ser sistemas de emergencia o instalaciones de control. No obstante, hay otro tipo de cargas que sí se puede controlar su tiempo y momento de conexión. Vehículos eléctricos, o sistemas HVAC (calefacción, ventilación y aire acondicionado), son ejemplos de este tipo de cargas más flexibles.

2.1.3 Sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía (Energy Storage Systems, ESS) son unos componentes fundamentales en las microrredes. Las curvas de demanda de potencia activa y reactiva (en el caso de microrred de Corriente Alterna, CA) tienen un impacto significativo en la estabilidad del sistema. Además, los distintos tipos de generación distribuida junto con su posible carácter intermitente y la falta (total o parcial) de inercia rotatoria en la red, hacen que sea necesario un mayor control de la tensión, frecuencia y potencia reactiva. Algunos de los principales problemas en el desarrollo del almacenamiento de energía son: una gestión eficiente de los sistemas de almacenamiento de energía, la carga y descarga, el mecanismo de conversión de la energía, la fiabilidad [15]... Aún así, como se puede ver en la Figura 5 [16], su importancia es máxima, y es por eso por lo que se trata de uno de los principales campos de investigación en la actualidad. El trazado azul representa la generación sin almacenamiento conforme a la demanda. Al no haber almacenamiento, surge la necesidad de acudir a centrales de punta para suplir picos de demanda. Estas centrales eléctricas tienen un funcionamiento periódico (solo en horas punta donde la energía eléctrica demandada es alta), y deben tener la capacidad de ponerse en marcha y regularse en poco tiempo. Algunos ejemplos de este tipo de centrales son las térmicas con turbinas de gas o las hidráulicas. Pero aún así, la generación de electricidad es costosa (y más por parte de las centrales de punta), e incluir almacenamiento puede ayudar a mejorar la eficiencia del sistema reduciendo picos de demanda proporcionando energía almacenada durante excesos de generación. Esto se puede apreciar en el trazado rojo, donde se almacena energía de centrales de base en periodos de baja demanda, para posteriormente usarla en horas de alta y así suavizar el perfil de carga.

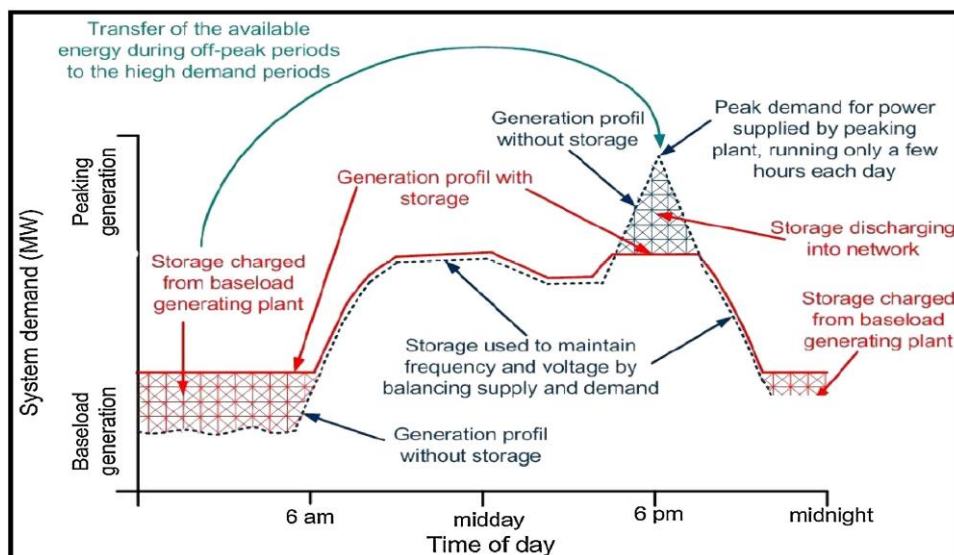


Figura 5: Perfil de demanda con y sin sistema de almacenamiento de energía

Existen varias tecnologías usadas para el almacenamiento de energía, pero fundamentalmente destacan dos métodos: almacenar en baterías o en supercondensadores, y conseguir energía mecánica o potencial a partir de excedentes en la generación. A continuación, se tratan algunas de ellas:

- Baterías. Almacenan energía eléctrica en forma química y la liberan posteriormente como corriente continua de forma controlada. Algunas de las más empleadas son las compuestas por: ácido-plomo, níquel-hidruro metálico o iones de litio.
- Supercondensadores. Se basan en el uso de capacitores para almacenar energía en forma de campo eléctrico. Son dispositivos electroquímicos capaces de proporcionar una densidad de energía muy alta en pocos segundos (así como volver a cargarse), lo que les hace especialmente útiles para suavizar picos de demanda sin generar sobrecargas a la red eléctrica.
- Compensadores estáticos. Aunque no sean completamente un sistema de almacenamiento de energía, cabe destacar el uso de estos dispositivos para el control de los picos de tensión de los sistemas eléctricos

y su correcto funcionamiento, al igual que los supercondensadores mencionados anteriormente. Se trata de Compensadores Estáticos (STATCOM), de la familia de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission System). Para mantener el voltaje dentro de unos límites y lograr la estabilidad en el sistema de potencia es necesaria una gestión de la potencia reactiva. Para ello, y dado que la potencia reactiva no puede recorrer grandes distancias, se utilizan estos elementos como soportes locales a la tensión [17] [18].

- Centrales de bombeo. Este tipo de centrales permiten una rápida actuación en caso de necesidad, generando energía eléctrica a partir de dos embalses de agua a distinta altura. En los momentos de menor demanda se bombea agua almacenándola en el embalse superior en forma de energía potencial para que, en las horas de mayor consumo, pueda ser utilizada para la producción de electricidad al dejarla caer y hacerla pasar por una turbina.
- Volantes de inercia. Se trata de un elemento que consigue almacenar la energía cinética, aportando inercia al sistema. El volante, sigue su movimiento por inercia cuando el par motor que lo propulsaba cesa. Entre las numerosas aplicaciones encontradas a este sistema de almacenamiento destaca la del frenado regenerativo en vehículos eléctricos (KERS).
- Hidrógeno. Este tipo de almacenamiento aún se encuentra en etapas de desarrollo y que ha captado numerosas líneas de investigación debido a su versatilidad y posibilidades de uso además de como almacenamiento, como por ejemplo combustible. Se puede almacenar en forma gaseosa, líquida, hidruro metálico o a base de carbono, que posteriormente se libera en una reacción química alimentando una pila de combustible [18]. La microrred de la isla de Utsira (Noruega) es referente a nivel mundial al usar esta tecnología para almacenar los excedentes de sus turbinas eólicas.
- Aire comprimido (Compressed Air Energy Storage, CAES). En las horas de menor consumo se comprime aire en un depósito que puede ser natural o artificial. Posteriormente, en las horas pico se libera haciéndolo pasar por una turbina, generando así la energía eléctrica.

2.2. Clasificación

2.2.1 Según su conexión a red

Aislada

Una microrred se encuentra aislada cuando no está conectada a la red eléctrica principal, es decir, en “modo isla”. Esto puede darse en localizaciones remotas o de difícil acceso para las infraestructuras eléctricas, donde se encuentran un determinado número de generadores y fuentes de energía renovables que se encargan de suministrar la energía necesaria. Al trabajar de forma aislada, la microrred se debe encargar del control de tensión y de equilibrar la demanda de energía de acuerdo a los valores nominales de las cargas. De esta forma, se comporta como una fuente de voltaje, con sus propias referencias de tensión y frecuencia. Para ello, se usan dispositivos de electrónica de potencia como convertidores, entre otros equipos.

Dado que recursos energéticos como el viento o el sol no se pueden predecir y fluctúan en cada momento, es preciso disponer de sistemas de almacenamientos para garantizar un suministro eléctrico ininterrumpido. Las fuentes de generación tienen que ser capaces de responder rápidamente a cambios en el consumo, manteniendo estables la tensión y frecuencia.

La isla griega de Kythnos [1], instalada en 2001, es un claro ejemplo de microrred aislada. Posee un sistema de generación basado en 10kW de energía fotovoltaica y un grupo electrógeno diesel de 5 kW; y cuando los clientes demandan más potencia de la que hay disponible, se conecta un banco de baterías de 32 kWh. Todo ello suministra de forma continua y autónoma energía eléctrica a los 1600 habitantes de la isla.

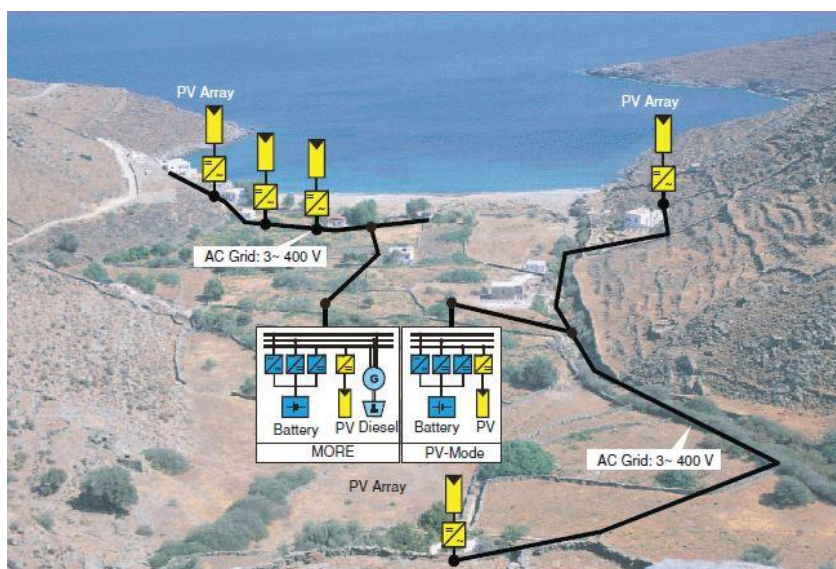


Figura 6: Vista general de la microrred de Kythnos [1]

Algunas microrredes aisladas pueden en momentos puntuales conectarse a la red en caso de emergencia, o incluso conectarse a otras microrredes para servir de apoyo a éstas.

Actualmente, microrredes aisladas son especialmente útiles en países en vías de desarrollo, donde apenas hay infraestructura eléctrica, o si la hay debe recorrer largas distancias desde la generación hasta el consumo. Uno de los numerosos proyectos que se están llevando a cabo en estas localizaciones es el de abastecer de suministro eléctrico a la aldea Masitala (Malawi, África). En [19] se detalla el proceso de diseño del sistema híbrido renovable (HRES) que pretende cubrir la demanda de 50 kW de la población de esta aldea mediante el aprovechamiento de recursos solares, eólicos y de biomasa.

Conectada

Cuando la microrred está conectada a la red eléctrica, ésta se encarga de aportar la calidad de suministro. En este caso el sistema de control se encarga de reducir los costes derivados de usar la red principal, dirigiendo el despacho económico de la microrred. Para ello, se tienen en cuenta los precios de mercado, y las ofertas del lado de la demanda para cargas de alta y baja prioridad. Aún así, en los dos casos de clasificación según su conexión a red (aislada o conectada), el sistema de control debe realizar las dos funciones [20]. Cuando la microrred se encuentra conectada, trabaja como una fuente de corriente donde las referencias de tensión y frecuencia son impuestas por la red del sistema de potencia.

Determinados los dos posibles modos de funcionamiento de una microrred, cabe destacar que en cada uno de los dos casos se emplean técnicas diferentes para conseguir objetivos distintos.

A continuación, se muestra un ejemplo de microrred conectada a la red eléctrica con pequeños puntos de generación basados en fotovoltaica, eólica y diesel, típicos de una microrred de estas características [6]. El Sistema de Manejo de Energía (EMS por sus siglas en inglés) se encarga de optimizar la gestión de la potencia comunicándose en todo momento con los controladores locales de los distintos elementos.

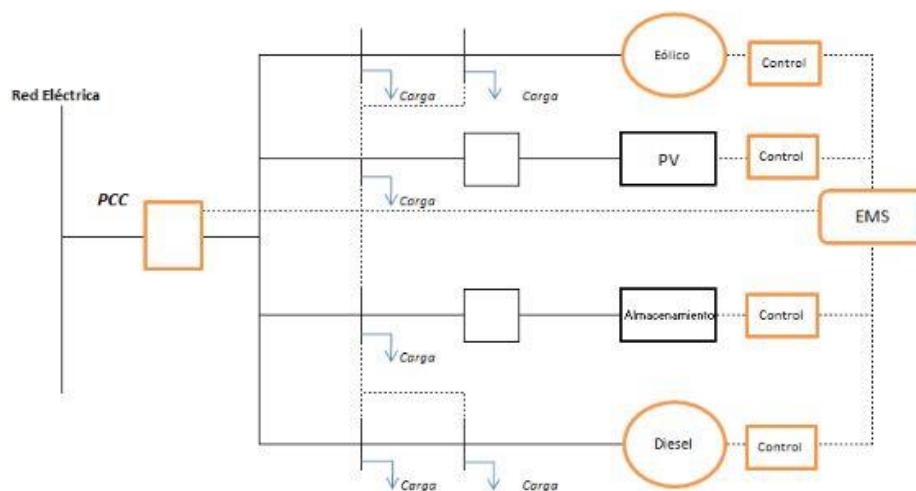


Figura 7: Microrred radial conectada a la red eléctrica [6]

También existe la posibilidad de que la microrred trabaje de forma conectada y que se vea obligada a desconectarse de la red principal por algún tipo de fallo como cortes de suministro eléctrico, pasando a funcionar en “modo isla”. Esto cobra especial importancia en edificios como hospitales o bases militares.

2.2.2 Según su disposición

Otra forma en la que se pueden clasificar las microrredes es según su disposición, como se puede ver en la Figura 8 [21]. La red eléctrica no tiene la misma arquitectura siempre, sino que se encuentran zonas radiales y zonas mallas: con las microrredes ocurre lo mismo.

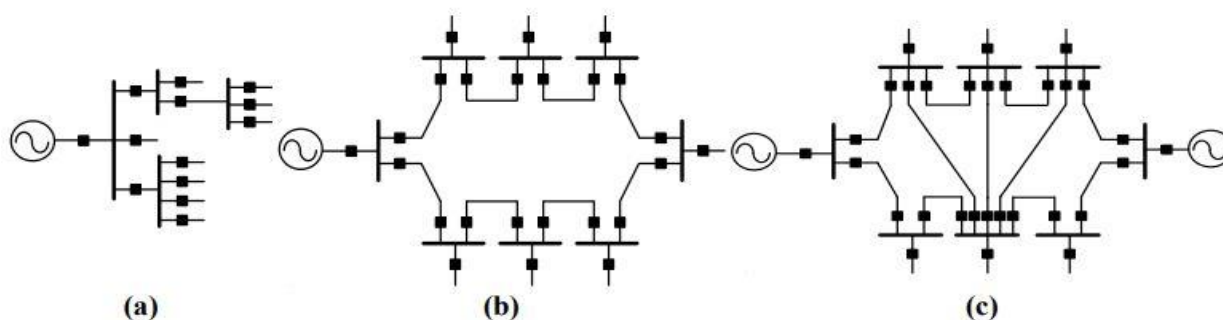


Figura 8: Topologías de microrredes: (a) radial, (b) en anillo, (c) mallas [21]

La configuración más simple, barata y fácil de implementar es la radial, habitualmente usada en zonas rurales. En esta topología hay un punto de conexión principal, donde se encuentra el sistema de control y protección. De éste, van derivando ramificaciones, donde se conectan los puntos de consumo sin formar ningún bucle cerrado. El principal inconveniente es que si se desconecta una ramificación por alguna causa, se cortará el suministro de energía aguas abajo de ésta. Además, es muy poco flexible en cuanto a crecimiento de la red se refiere, ya que la incorporación de nuevas ramificaciones o cargas conllevará la incorporación de nuevos componentes y una mayor sección de cable que podría no haber sido planificada inicialmente. Un ejemplo de esta disposición puede ser el de la Isla de Kythnos, en la Figura 3.

Comparada con la disposición radial, la disposición en anillo ofrece una mayor estabilidad de voltaje, menores pérdidas y una mayor fiabilidad en el suministro al poder distribirse la potencia en dos sentidos: los nodos se interconectan entre sí formando un único bucle cerrado alimentado desde sus extremos. A pesar de esto, existe un punto del bucle en el que no pasa energía, de forma que se explota de forma radial con cambio de este punto

abierto a medida que cambian las cargas [22]. En esta configuración y mediante el uso de este punto abierto es posible aislar los fallos que ocurran en la microrred sin cortar el suministro a la mayoría de los demás consumidores, así como realizar operaciones de mantenimiento. Este sistema es común en áreas residenciales, donde los flujos de potencia van en varios sentidos. Es un poco más complejo que la topología radial, y el coste aumenta. La microrred de Huatacondo (Chile) tiene esta disposición.

El tercer tipo de arquitectura de microrred es la mallada. Es parecida a la configuración en anillo pero además incluye líneas alternativas entre nodos, lo que otorga a la red más posibilidades de redirigir los flujos de potencia en caso de fallo en alguna línea. Normalmente esta disposición se usa con alta y media tensión. Aumenta la fiabilidad, pero también crece considerablemente la dificultad de operación y protección, así como su coste. Al formar las mallas combinando anillos interconectados, crece también la potencia de cortocircuito.

2.2.3 Según su nivel de potencia

El nivel de tensión de una red normalmente está relacionado con la potencia y el uso de ésta, es por eso que se pueden diferenciar varios grupos [23] [24] [20].

En primer lugar, se distinguen las pequeñas microrredes aisladas de baja o media tensión (BT o MT), que suministran energía eléctrica a un pequeño pueblo o comunidad de clientes con dificultad de conectarse a la red eléctrica. Ante el impedimento de conectarse a la red eléctrica principal, logran mediante unidades de generación distribuida (que pueden variar de diez a cientos de kW) y almacenamiento satisfacer la demanda, que estará limitada a varios MW de demanda de carga máxima.

También se distinguen microrredes conectadas de cliente de Baja Tensión (BT), como pueden ser por ejemplo una vivienda unifamiliar o pequeñas industrias y granjas. En condiciones normales operan conectadas a la red, pero en caso de fallo, se desconectan y la demanda es satisfecha por unidades propias de generación distribuida y almacenamiento. Estas microrredes no suelen superar los 10 kW.

Por otro lado, una agrupación de varios clientes de BT (como los citados anteriormente en microrredes aisladas o conectadas) con sus respectivas unidades de GD y almacenamiento, forman una microrred de BT. Estas microrredes, caracterizadas por numerosas pequeñas unidades de GD como paneles solares o microturbinas, pueden estar alimentadas por un centro de transformación MT/BT que les conecte a la red principal. La microrred de Higashi-Matsushima, construida tras el tsunami de 2011 en Japón, es un ejemplo de agrupación de clientes en BT que constituyen una microrred. Ésta última cuenta fundamentalmente con generación fotovoltaica (2 MW) aunque también tiene un generador biodiésel de emergencia (0.5 MW). Tras el tsunami, Japón está apostando por este tipo de microrredes de BT con capacidad de ser autosuficientes.

Asociando varias microrredes BT se puede formar una microrred mayor de MT con capacidad de usar unidades de producción mayores.

2.2.4 Según su naturaleza

Según su naturaleza, se pueden encontrar tres tipos de microrredes:

- De Corriente Continua (CC). Muchas de las unidades de GD, los sistemas de almacenamiento y las cargas alimentadas en CC se pueden conectar directamente a las líneas de corriente continua que forman este tipo de microrred. En cambio, las cargas de CA necesitan la transformación de corriente continua a corriente alterna por medio de inversores para poder funcionar.
- De Corriente Alterna (CA). En este tipo de microrredes el bus principal y su distribución es de CA. Las cargas que necesiten ser alimentadas en Corriente Continua (CC) deberán tener una etapa de conversión mediante rectificadores, y elementos como los sistemas de almacenamiento y algunas unidades de GD necesitarán disponer de inversores que les permitan convertir de corriente continua a corriente alterna y poder conectarse así al bus principal o al sistema de distribución.
- Híbridas. Estas microrredes combinan buses de CC y CA conectados entre sí por medio de convertidores bidireccionales.

Ventajas de las microrredes de CC frente a las de CA

Tradicionalmente la Corriente Alterna (CA) ha sido la gran protagonista en el sistema eléctrico, ya que en su mayoría está diseñado para ella: transporta la electricidad en CA desde su producción en centrales a través de las líneas de transmisión (AT); posteriormente y tras una reducción de voltaje se distribuye a los hogares, industrias y empresas, donde equipos como motores de CA, luces incandescentes o algunos electrodomésticos necesitan ser alimentados con este tipo de sistema eléctrico [25]. Los principales usos de la Corriente Continua (CC) en la transmisión de energía se limitan a los sistemas de transmisión de corriente continua de alta tensión para grandes distancias (HVDC) y la interconexión de redes asincrónicas [26]: se elimina el problema de la potencia reactiva, las caídas de tensión y las pérdidas son más bajas y sin problemas de estabilidad, y el costo para líneas HVDC de igual capacidad a líneas de HVAC es menor. Sin embargo, la electrónica de potencia cada vez está más presente en la actualidad (ordenadores, cargadores, televisiones, luces fluorescentes, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos, numerosos equipos en hogares...), y necesita CC para funcionar. Para ello, son necesarias etapas de conversión CA/CC para adaptar la naturaleza de la corriente a los dispositivos. El número de estas etapas de conversión está directamente relacionado con la eficiencia del sistema: cuanto más haya, peor rendimiento tendrá. Los equipos usados para realizar estas conversiones suelen ser rectificadores, que normalmente tienen una eficiencia baja. Además, la GD basada en energía fotovoltaica (cada vez más presente) se produce en corriente continua y también serán necesarias las etapas de conversión, que muchas veces pueden llegar a ser CC/CC-CC/CA o incluso CC/CA-CA/CC-CC/CA si el inversor es de alta frecuencia con aislamiento.

La microrred de CC surge como solución a los problemas de conversión. En este tipo de microrredes, donde el bus principal y sus ramificaciones son de corriente continua, la mayoría de los dispositivos no necesitan emplear inversores. Tan sólo algunos dispositivos electrónicos requerirán de una etapa CC/CC para adaptar el nivel de tensión o algún inversor para una carga que funcione en alterna. Así, y con esta topología de alimentación de cargas en continua se reducirían las pérdidas por doble conversión, y además permitiría una mayor integración de la generación fotovoltaica prescindiendo de su inversor e inyectando energía directamente a la microrred en CC.

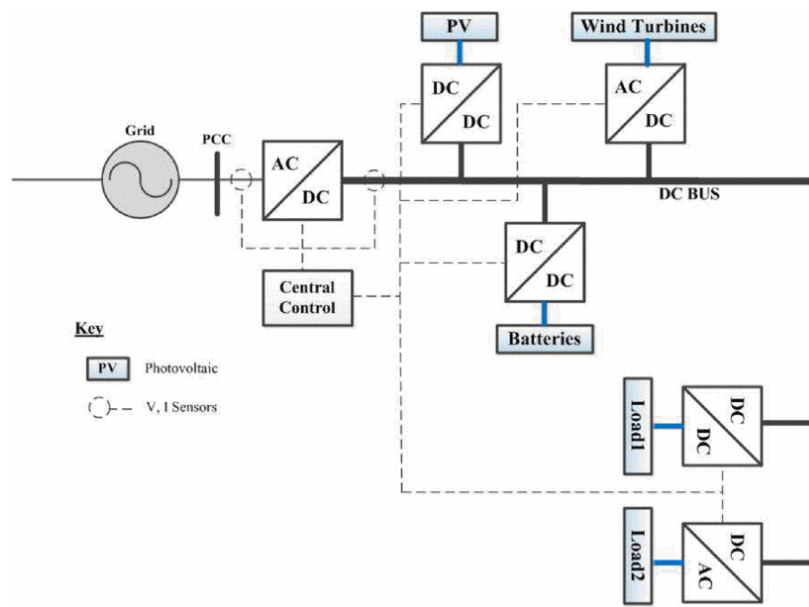


Figura 9: Topología de una microrred CC con conexión a red [26]

Además de la ventaja que supone reducir el número de etapas de conversión y aumentar la eficiencia del sistema, las microrredes de CC presentan otros beneficios [2].

A diferencia de la alimentación en CA, alimentar en CC supone que toda la capacidad de la línea será aprovechada para transmitir potencia activa. Por tanto, no es necesaria la compensación de reactiva, lo que se traduce en menos equipos y menos coste. A esto hay que añadir que para una misma entrega de energía, los

sistemas de distribución en CC necesitan menos material conductor (hasta una cuarta parte) que los requeridos por los de CA, suponiendo menos inversión necesaria en conductores [26].

En las redes de CA, es necesaria una sincronización de las fuentes de generación y surgen complicaciones cuando se incluye generación distribuida. En una microrred de CA todas las fuentes deben estar sincronizadas en tensión y frecuencia [27]. Lo que puede suponer un problema de control complejo al tener que controlar dos variables en CA, se reduce a una sola: únicamente será necesario controlar los niveles de tensión.

Las corrientes armónicas, generadas por cargas no lineales, son deformaciones de onda que tienen un impacto negativo en el sistema y equipos sobrecargándolo y acortando el tiempo de vida de éstos, respectivamente. Una distribución en presencia de armónicos complica la sincronización de las fuentes de generación y su conexión en paralelo [28], por ello es importante reducirlos para controlar la calidad y estabilidad del sistema. En una microrred de corriente continua los armónicos se ven notablemente reducidos, lo que supone una mayor eficiencia de la misma.

Sin embargo, uno de los principales problemas de las microrred de corriente continua es la protección de ésta. Las protecciones de un sistema de CC son más complejas y difíciles de implementar que las de en CA [17]. Además, la transición de un sistema de CA a un sistema de CC no es sencilla, y requiere de un alto coste.

Como se dijo anteriormente, en este tipo de microrredes la única variable a controlar es la tensión. Esto puede ser una ventaja respecto a las de CA donde se tiene que llevar al mismo tiempo el control de las tensiones y el de la frecuencia. No obstante, también puede llegar a ser una limitación. En microrredes de CC la estabilidad de tensiones solamente se ve afectada por la variación de potencia activa, sin embargo en las de CA se puede regular usando la potencia reactiva (dejando constante la activa) gracias al desacople P-f y Q-v.

Al tratarse de una tecnología relativamente nueva, y unido a la falta de familiaridad con las MR de CC, hace que sigan predominando las microrredes de corriente alterna o las híbridas para grandes proyectos, usándose solamente las de CC en edificios o centros que tienen la estructura de microrred [20]. Aún así, como se puede ver en [29] [30] también hay mayores, como la del Okinawa Institute of Science and Technology (Japón).



Figura 10: Sistema de energía abierta en CC en el campus de OIST [30]

En 2014 se estableció un sistema de microrred basado en CC formado por 19 casas de profesores del OIST. El objetivo fue que las casas intercambiasen energía generada por paneles fotovoltaicos instalados en los tejados, usando el sistema de baterías cuando era necesario. En mayo de 2015, el 41% del consumo de energía por parte de los residentes fue proporcionado por la microrred [29]. En la actualidad sigue en funcionamiento.

Ventajas de las microrredes de CA frente a las de CC

Como se dijo anteriormente, la mayoría de las redes están hechas para la CA y esto hace que se puedan añadir generadores con pocas modificaciones. En el campo de la CA el transformador es un elemento clave, ya que permite aumentar y reducir los niveles de voltaje fácilmente preparando la tensión para ser transportada o distribuida. Aunque en CC y mediante equipos de electrónica de potencia se está consiguiendo también esta conversión de voltaje, en la actualidad no pueden competir con la eficiencia de los transformadores [31] (cuyo rendimiento es mayor del 98% ante un amplio margen de índice de carga). Este manejo de los niveles de tensión es fundamental en una red, porque de él depende en gran medida las pérdidas a la hora de transportar y distribuir la energía. Los generadores producen en CA y posteriormente se aumenta la tensión para que la energía sea transportada. Al elevarla, se reduce proporcionalmente la intensidad para que cuando sea transportada grandes distancias se reduzcan las pérdidas por efecto Joule, histéresis, o Foucault. Esta es la principal razón del uso de la CA, su facilidad de manejo.

Como es evidente al estar ampliamente desarrollados los sistemas de CA, también lo están las protecciones encargadas de extinguir los fallos. Al ser una señal sinusoidal en CA, las protecciones se benefician de los pasos periódicos por cero de la tensión, donde los interruptores son más eficaces a la hora de extinguir un arco de corriente de falta [31]. Esto es un gran problema a la hora de diseñar el esquema de protección de una red de CC, donde los costes en protecciones adaptadas serán mayores.

La facilidad de modificar la tensión para el manejo y reparto de la electricidad y el hecho de que las protecciones sean más sencillas de configurar en CA, hacen que prácticamente toda la red tenga esta naturaleza. Además, cabe destacar que el mantenimiento de un sistema de CA es más barato que uno de CC.

No obstante, el empleo de CA hace que haya que tener muy en cuenta la estabilidad y sincronización de la microrred. La estabilidad y robustez que aportan a la frecuencia de la red los generadores rotativos se ven afectadas por pequeñas perturbaciones y/o cambios en la demanda. La GD por tanto, será más complicada de integrar debido a su carencia de inercia.

Otro factor muy importante es la presencia de potencia reactiva, la capacidad de transmitir energía de una línea se verá reducida debido a que se tendrá que dividir entre la potencia activa y la reactiva. Además, puesto que la reactiva no es igual a lo largo de la línea, habrá que adaptarla en cada momento de acuerdo a los niveles de potencia activa transportada. Para ello se utilizan dispositivos de control de reactiva, tales como condensadores, supercondensadores, reactancias, compensadores electrónicos (SVC, STATCOM...)...Alguno de ellos definidos en apartados anteriores. Este control de reactiva es importante, ya que gracias al fuerte acoplamiento Q-V es posible controlar las tensiones mediante la inyección de potencia reactiva. Esto es una gran ventaja respecto a sistemas de CC, donde las desestabilizaciones en la tensión es consecuencia directa del flujo de potencia activa.

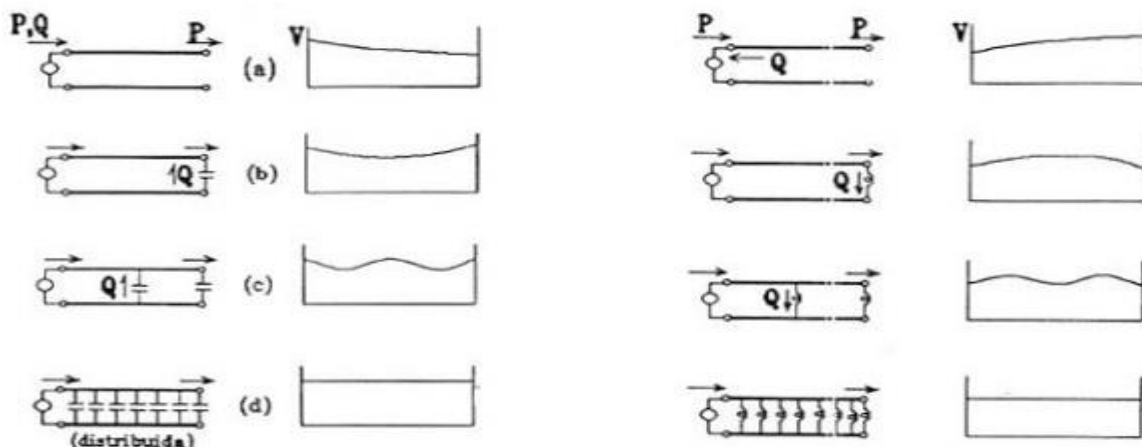


Figura 11: Compensación *shunt* (paralelo)

A continuación, se muestra una estructura típica de una MR de corriente alterna. La microrred se compone de cargas y generación en CA, aunque también hay generación distribuida y sistemas de baterías conectados mediante convertidores CC-CA. Además, de acuerdo con los métodos de clasificación anteriormente vistos se trata de una microrred radial unida a la red eléctrica por el PCC (Punto de acoplamiento común), de la cual se puede desconectar por medio del interruptor de transferencia estática (STS, por sus siglas en inglés) y trabajar en modo “isla” [32].

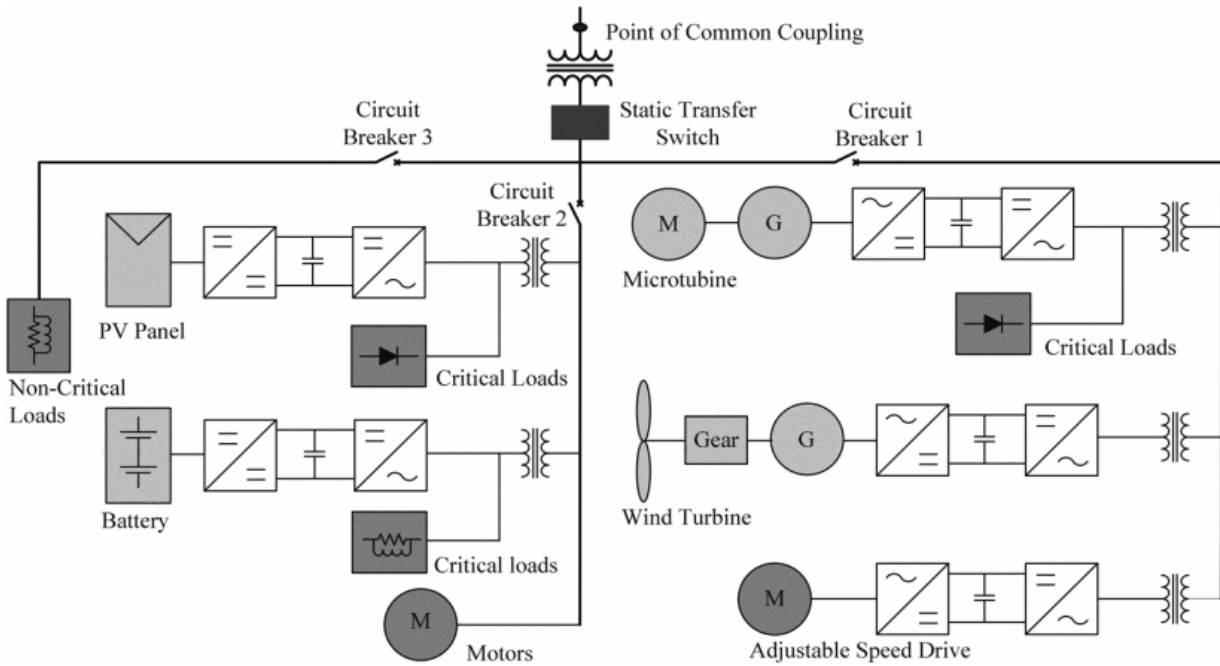


Figura 12: Estructura típica de una microrred de CA [32]

Microrredes híbridas

Las microrredes híbridas combinan las ventajas de las de corriente continua y las de alterna. Estas microrredes disponen de buses de CC y CA conectados entre sí por medio de uno o más convertidores bidireccionales. Al disponer de buses de distinta naturaleza facilita la conexión de cargas tanto en CA como en CC, optimizando y eliminando múltiples conversiones de corriente innecesarias [2]. Además, facilita la integración de los sistemas de generación distribuida CA y CC, así como los sistemas de almacenamiento.

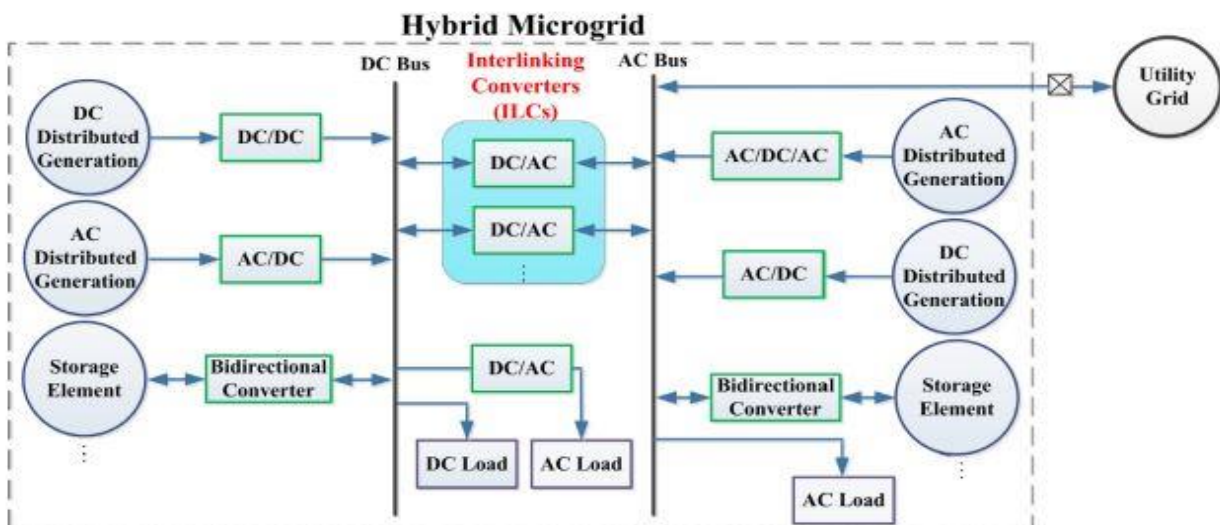


Figura 13: Topología básica de una microrred híbrida [2]

Como se puede ver en la Figura 13, hay dos buses claramente diferenciados de CA y CC. A estos buses se conectan las cargas, generación y almacenamiento dependiendo de su naturaleza y por medio de sus respectivos convertidores. Ambas microrredes están conectadas por medio de los llamados *interlinking converters* (ILC), que permiten la transferencia de potencia en ambas direcciones al actuar como rectificadores o como inversores dependiendo del flujo. Los ILCs son unos dispositivos fundamentales para este tipo de microrred, y una correcta operación de ellos incrementan los niveles de confiabilidad, estabilidad y fiabilidad de la microrred.

Sin embargo, a pesar de las ventajas que suponen las microrredes híbridas, su principal inconveniente es la complejidad de su control. La dificultad se debe entre otros factores a la ausencia de una variable global que se pueda usar para compartir energía y regular frecuencia y tensión [33] [2]. Además, surgen nuevos problemas cuando se opera la microrred de forma autónoma, como la distribución de energía entre la parte CC y CA, el efecto de las cargas no lineales o la diferencia de demanda en cada una de las partes.

3 NIVELES DE CONTROL

EN este capítulo se presentarán y se introducirán brevemente los diferentes niveles de control existentes en un sistema eléctrico, tanto en tensiones como en frecuencia. El control y constante monitorización de ambas señales es imprescindible para un buen funcionamiento y explotación del sistema.

La fuerte dependencia entre la potencia activa y la frecuencia ha sido históricamente el principal objeto de control en un sistema eléctrico para tratar de garantizar un equilibrio entre demanda y consumo, siempre y cuando el sistema tuviese suficientes recursos de reactiva para corregir desviaciones de tensiones [34]. Sin embargo, pronto la práctica hizo comprender que únicamente con ese control no era suficiente, sino que se debía mantener también especial atención en mantener los niveles de tensiones dentro de unos márgenes óptimos para el funcionamiento de los equipos que integran el sistema eléctrico, así como de los puntos de consumo.

A continuación, se comentarán los tres principales niveles de control, que van desde un objetivo local hasta una coordinación a nivel global entre varias áreas. Algunos artículos y libros llegan a diferenciar un cuarto nivel, el nivel cero, que sería el control interno de cada uno de los convertidores. Al igual que el nivel primario, el nivel cero tiene un carácter local.

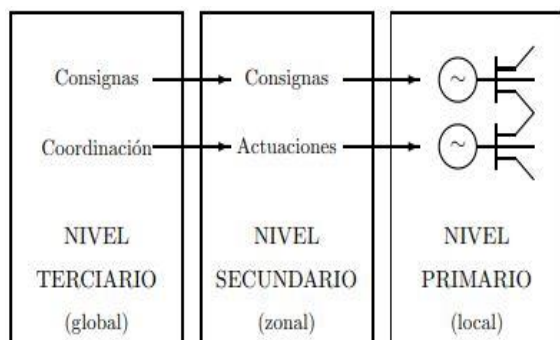


Figura 15: Estructura jerárquica de control P-f [34]

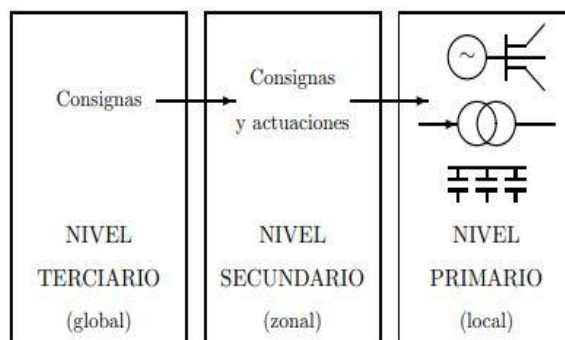


Figura 14: Estructura jerárquica de control Q-v [34]

3.1 Nivel primario

El objetivo del control primario (generalmente es un *Droop Control*) es lograr un punto de equilibrio estable [35] y por tanto debe ser lo más rápido y simple posible, del orden de 50 ms. Como se dijo anteriormente, hay un nivel previo, el cero, que es aún más rápido (del orden de 5 ms) y se ocupa del control interno de los convertidores. Algunos de los métodos más usados para este nivel cero son el de la teoría de la potencia instantánea, el control vectorial o control de campo orientado, el control basado en lógica difusa...

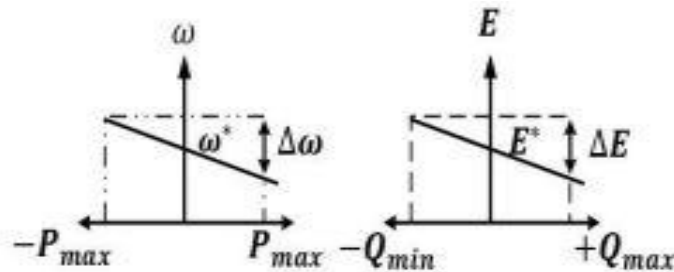


Figura 16: Droop Control de P y Q

El control primario de microrredes con generadores síncronos y turbinas es diferente a las que integran un mayor número de DER basadas en inversores. En el primer caso, el conjunto generador-turbina forman un sistema mecánico que convierte la potencia mecánica (P_m) en potencia eléctrica (P_e), y mediante la variación de la posición de la válvula y/o de la excitación del rotor se consigue cambiar el punto de funcionamiento del generador cambiando así su velocidad. La diferencia entre potencia mecánica y potencia eléctrica sirve para acelerar el sistema:

$$P_m - P_e = \omega I \alpha = M \alpha$$

Donde ω y α son la velocidad y aceleración angular, I el momento de inercia, y M el momento angular del conjunto.

Por otra parte, en microrredes basadas en DER con inversores no hay una constante de tiempo mecánica implicada: se basan en un conjunto de bucles de control de corriente y voltajes rápidos junto con bucles de bloqueo de fase (PLL) [35]. Mediante los controles apropiados, los inversores pueden emular la inercia de la que carecen estos sistemas. De este modo, se consiguen estabilizar perturbaciones de frecuencia ocasionadas por desequilibrios de potencia generada y/o consumida. Aún así, el control primario por sí solo no es capaz de hacer el error completamente cero en régimen permanente, y esto se debe a que básicamente suele ser un control proporcional.

Igualmente, en el caso del control primario de tensiones (AVR) el objetivo es disminuir perturbaciones que se puedan dar en las tensiones de los nudos debido a los consumos de activa y reactiva. Para ello, en el nivel primario de tensiones operan reguladores automáticos de tensión, reguladores de tomas de transformadores, baterías de condensadores o de reactancias...

3.2 Nivel secundario

Como se dijo antes, el nivel primario de control no es capaz de restaurar los valores nominales de la frecuencia y la tensión a sus puntos nominales, siempre queda un mínimo error en régimen permanente. Por eso, al control primario se le añade el control secundario, consiguiendo éste que se restablezcan los valores nominales de frecuencia y tensión. No obstante, el control secundario no es habitual en tensiones.

El control secundario tiene un carácter zonal, y se encarga de fijar consignas y actuaciones para el nivel primario. El tiempo de actuación de este control es un poco más lento que el control primario. A diferencia del control primario, que suele ser proporcional, en la regulación secundaria se suele usar un control integral para anular el error en frecuencia y tensión. El modo de funcionamiento clásico suele ser el siguiente: las potencias medidas en los puntos de interés son comparadas con valores de referencia para posteriormente pasar el error al controlador integral, que determinará las variaciones necesarias en las variables de control para llegar a los

puntos de referencia. De esta forma y como se adelantó anteriormente, se proporcionan referencias de frecuencia y tensión de red para cada controlador primario.

Este control requiere una estructura de comunicaciones tanto en una estructura centralizada como en una estructura distribuida. Los ajustes necesarios deben ser una acción coordinada, siendo el control primario quien establezca el sistema y el control secundario quien lo devuelva a sus valores nominales [36].

3.3 Nivel terciario

El control terciario tiene un carácter global, y un tiempo de actuación de varios segundos, por eso se considera un problema estacionario a diferencia de los dos controles anteriores. Se encarga de optimizar y manejar la energía de la microrred, por lo que está relacionado con algoritmos de flujos de potencia y el despacho económico. Esta optimización se hace según objetivos técnicos, económicos o medioambientales.

El control terciario puede tratarse como un sistema de manejo de energía que administra y regula de forma eficiente la energía consumida por las cargas, la energía intercambiada con la red (en el caso de microrred conectada), los niveles de las baterías en cada momento según los precios del mercado y/o la potencia neta producida en la microrred. Como se ha dicho, el control terciario implica la manipulación óptima de flujos de potencia [37] bidireccional a través del punto de acoplamiento común (PCC) para maximizar alguno de los objetivos anteriores, esta será la función objetivo. La matemática detrás de esta optimización se conoce como flujo de carga óptimo (OPF por sus siglas en inglés, *Optimal Power Flow*).

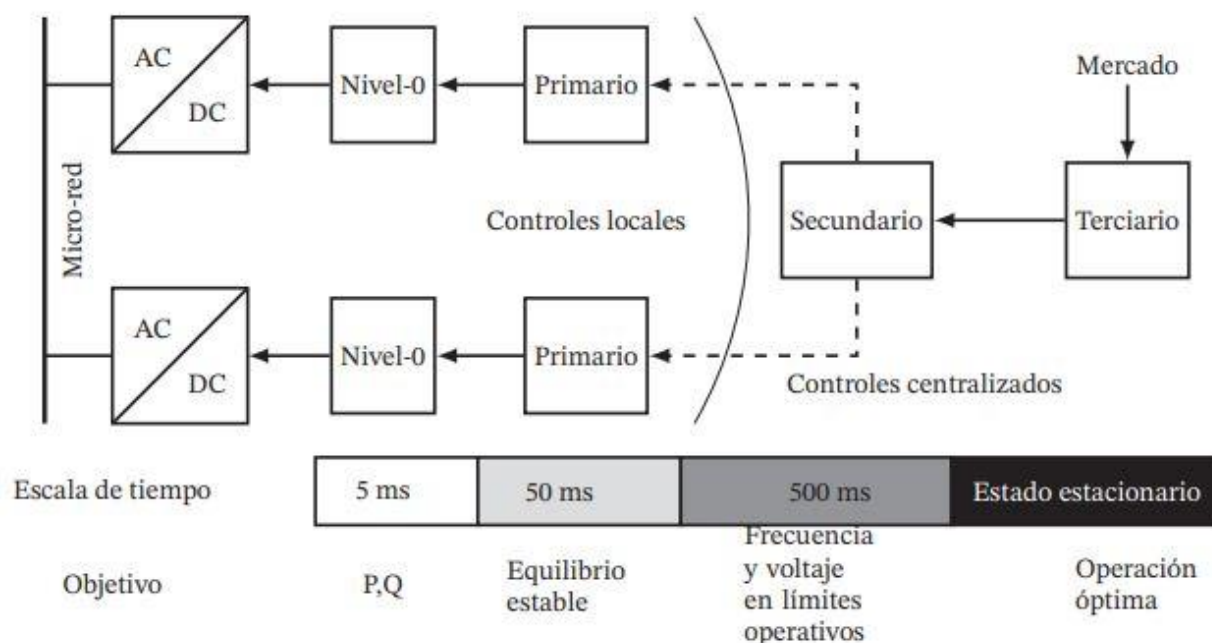


Figura 17: Representación esquemática del control jerárquico en microrredes [36]

El concepto de control terciario es más amplio que el secundario o el primario porque como se ha dicho anteriormente, hay distintas formas de aplicarlo dependiendo del objetivo a optimizar [38].

4 CONTROL NIVEL TERCIARIO

En este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos de aplicar un control terciario distribuido. Las simulaciones han consistido en estudiar cómo se distribuye el reparto de potencia entre una red de diez microrredes ante distintas situaciones desde un punto de vista del control terciario, asumiendo que los controles inferiores funcionan correctamente.

La red de microrredes de BT en cuestión tiene una topología en anillo, es decir, cada una de las microrredes únicamente está interconectada con sus dos vecinos más próximos de forma que los flujos de potencia salientes o entrantes pasan a través de éstos (por ejemplo, la microrred MR1 estaría conectada con la microrred MR2 y la microrred MR10). Para cada una de las microrredes se le ha asignado una variación aleatoria de potencia neta total inicial (posteriormente también llamada P_{bat}), resultado de la diferencia entre la potencia demandada de la microrred y la potencia que está generando en ese momento. Además, como se explicó en capítulos anteriores las microrredes disponen de dispositivos de almacenamiento capaces de administrar el excedente o la carencia de potencia neta de forma óptima. Por ello, cada microrred de las simulaciones dispone de una batería que ha sido modelada de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \frac{dSOC_i}{dt} &= \alpha_i \cdot \left[-\eta(P_{bat})_i \frac{P_{bat_i}}{C_{max}} - u_i \right] \\ u_i &= K \sum_{j \in i} \alpha_j (SOC_i - SOC_j) \\ \eta(P_{bat})_i &= \begin{cases} \frac{1}{\eta}, & P_{bat_i} \geq 0 \\ \eta, & P_{bat_i} < 0 \end{cases} \\ SOC_m &\leq SOC_i \leq SOC_M \end{aligned}$$

donde $dSOC/dt$ es la derivada del SOC de la batería de cada microrred (State of Charge, índice de carga), α es un parámetro de cada batería que indica si está operativa (1) en ese momento o no (0), η es el coeficiente de eficiencia de almacenamiento de la batería, P_{bat_i} como se adelantó anteriormente es la diferencia entre la potencia demandada de la microrred y la potencia generada por ésta, C_{max} es la capacidad máxima de la batería en unidades de energía, u_i es una variable que controla la cantidad de potencia intercambiada, y K es un parámetro positivo que define la cantidad de potencia intercambiada. A mayor K , mayor potencia intercambiada, y por tanto mayor velocidad de convergencia. Asimismo, las variaciones de los SOC s estarán comprendidas entre una saturación mínima (SOC_m) y otra máxima (SOC_M).

El objetivo de control en este nivel terciario es que todas las baterías alcancen un consenso en sus SOC s, para ello se elegirá un valor adecuado para el parámetro de control, K . Para la realización de las simulaciones, se tomaron los parámetros de la Tabla 1 y se usó *MATLAB/Simulink* :

η	0.8	-
C_{max}	17600	W
SOC_M	90	%
SOC_m	10	%
K	20	-
T	96	s

Tabla 1: Parámetros de la batería y de la simulación

4.1 Red de microrredes aislada

Esta simulación consistirá en analizar el comportamiento de la red de microrredes cuando opera en modo aislado, es decir, no teniendo contacto alguno con los precios del mercado. Se mostrarán tres situaciones: una situación de operación normal, donde todas las α serán iguales a 1; una donde algunas baterías tendrán que ser desconectadas por mantenimiento, avería o protección; y una tercera situación donde habrá fuertes variaciones no esperadas en la demanda o generación de algunas de las microrredes y posibles desconexiones de baterías.

4.1.1 Simulación de operación normal

Partiendo de distintas condiciones iniciales, las baterías de cada microrred deberán llegar a un consenso, y mantenerlo a pesar de las variaciones de las potencias netas.

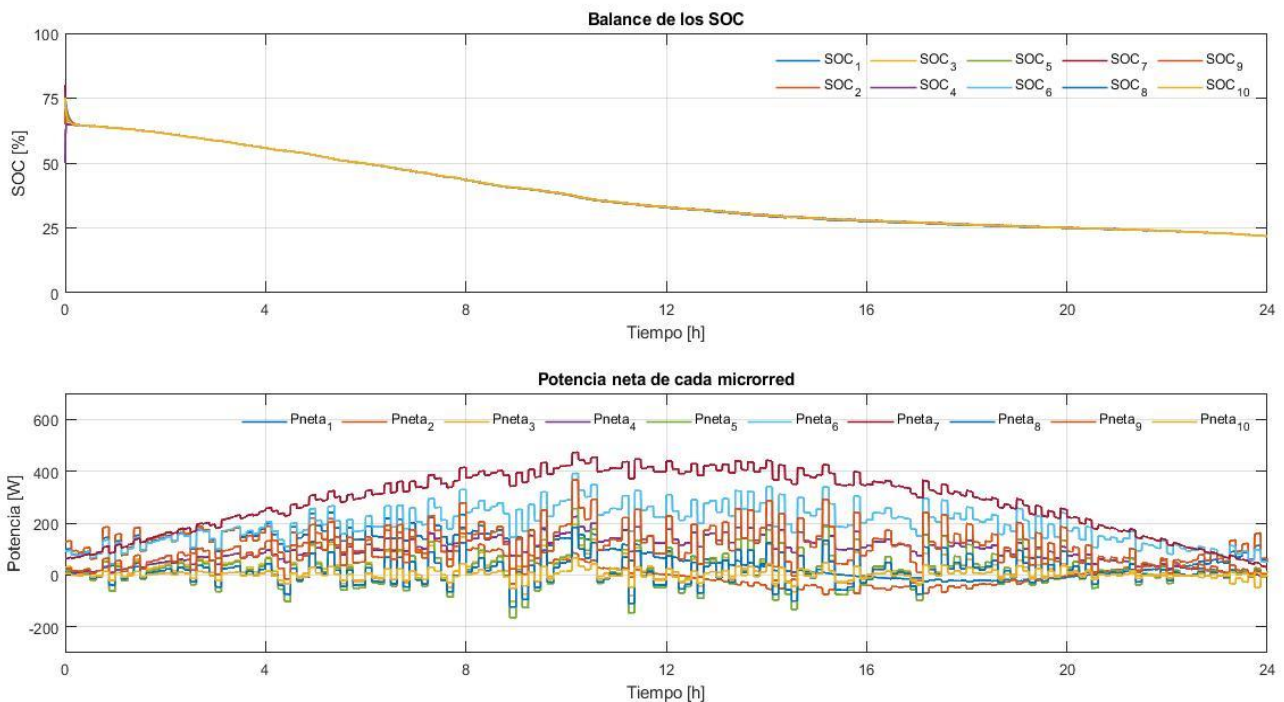


Figura 18: Evolución de los SOC y las potencias netas en situación normal

Como se dijo antes, todas las baterías se mantienen conectadas en todo momento ($\alpha=1$) y el consenso de los diez SOC se alcanza rápidamente. Como se puede observar, la potencia neta de muchas microrredes es positiva la mayoría del tiempo y eso quiere decir que la demanda es mayor a la generación de la microrred en cuestión, por lo que deberá equilibrar la demanda descargando la batería. Por eso el nivel de los SOC va decreciendo.

4.1.2 Simulación con desconexiones de baterías

En este apartado las α no serán siempre iguales a 1, por lo que habrá momentos en los que algunas microrredes no puedan disponer de su batería para equilibrar la demanda o almacenar excedente de potencia generada cuando sea necesario. Por ello, se han diseñado las microrredes para que cuando se diese esta situación, la variación de potencia neta de la microrred afectada por la desconexión/conexión de su batería fuese repartida a partes iguales entre las baterías de las dos microrredes vecinas.

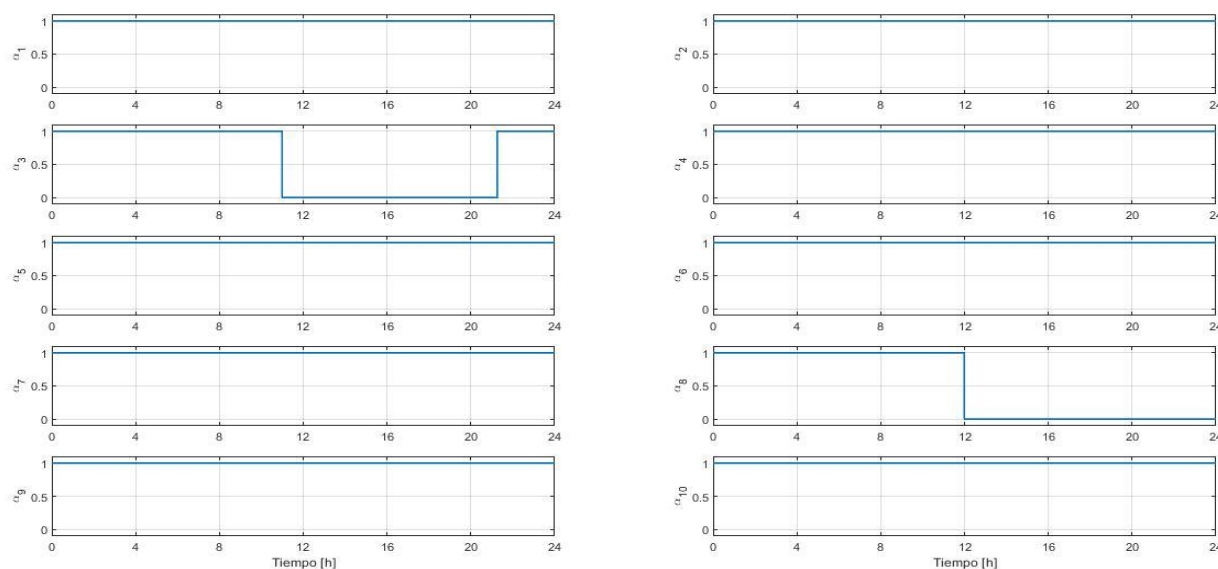


Figura 19: Valores de las alfas en el apartado 4.1.2

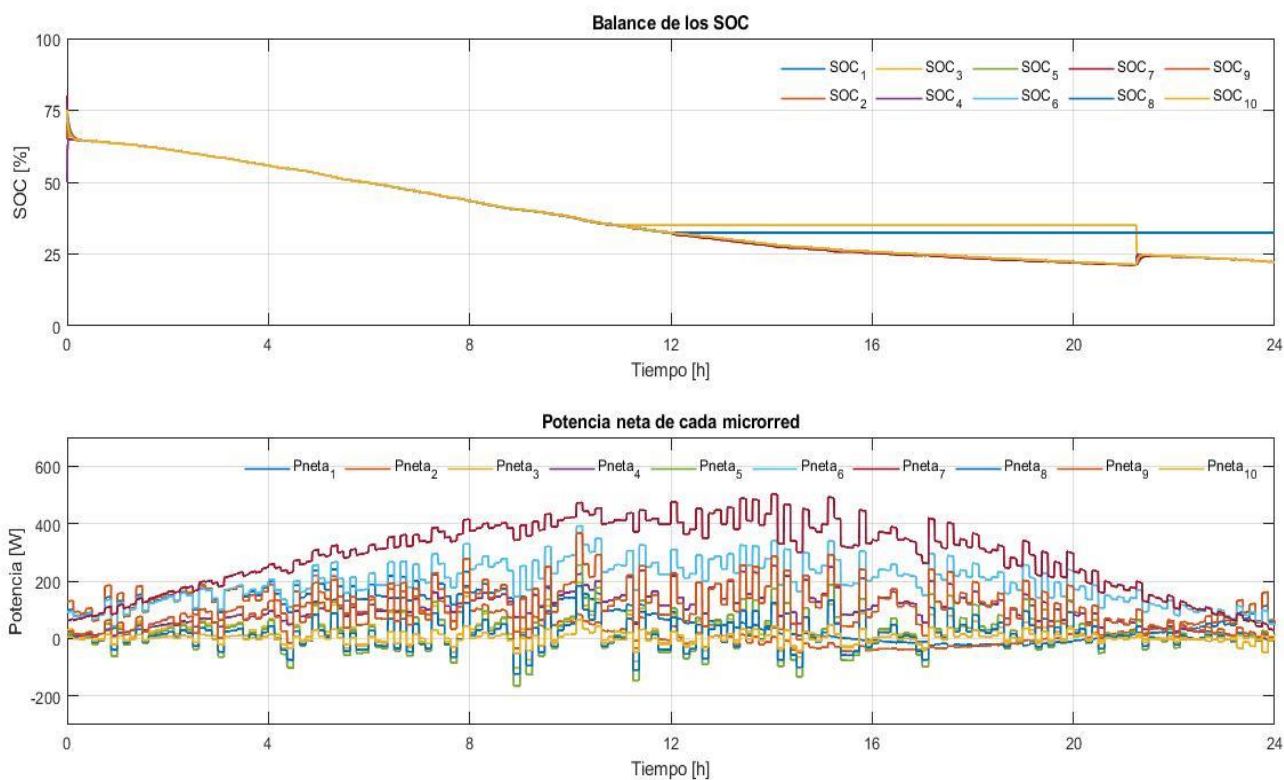


Figura 20: Evolución de los SOC's y las potencias netas ante desconexiones de baterías

Como se puede observar en la Figura 19, las baterías de la MR3 y MR8 sufren desconexiones que afectan al equilibrio de los SOC's en la Figura 20. Aunque comienza conectada, la batería de la MR3 se desconecta a las 11:00 (conservando el nivel de carga que tenía en el momento de la desconexión) para volverse a conectar pasadas las 21:00. Durante este periodo de ausencia de la batería MR3, se desconecta por fallo la batería de la MR8 a las 12:00, no volviéndose a reconectar en lo que queda de día. En el momento de conexión de la batería de MR3 hay un leve incremento en el nivel de equilibrio de los SOC's debido a que se tiene que volver a alcanzar un consenso entre todas las baterías (la batería de MR3 se reconecta con un nivel de carga superior al de las demás baterías al no haber estado en funcionamiento).

4.1.3 Simulación con variaciones no esperadas en la potencia neta

En la operación de una red de microrredes no sólo puede haber imprevistos del tipo desconexiones/conexiones de baterías, sino que también puede haber fuertes variaciones de la potencia neta no esperadas inicialmente, ya sea por el aumento/decremento repentino de potencia demandada, la pérdida de algún equipo que estuviese consumiendo una potencia determinada, la pérdida de algún sistema de producción de energía.... En este apartado se tratarán de emular esas variaciones en la potencia neta.

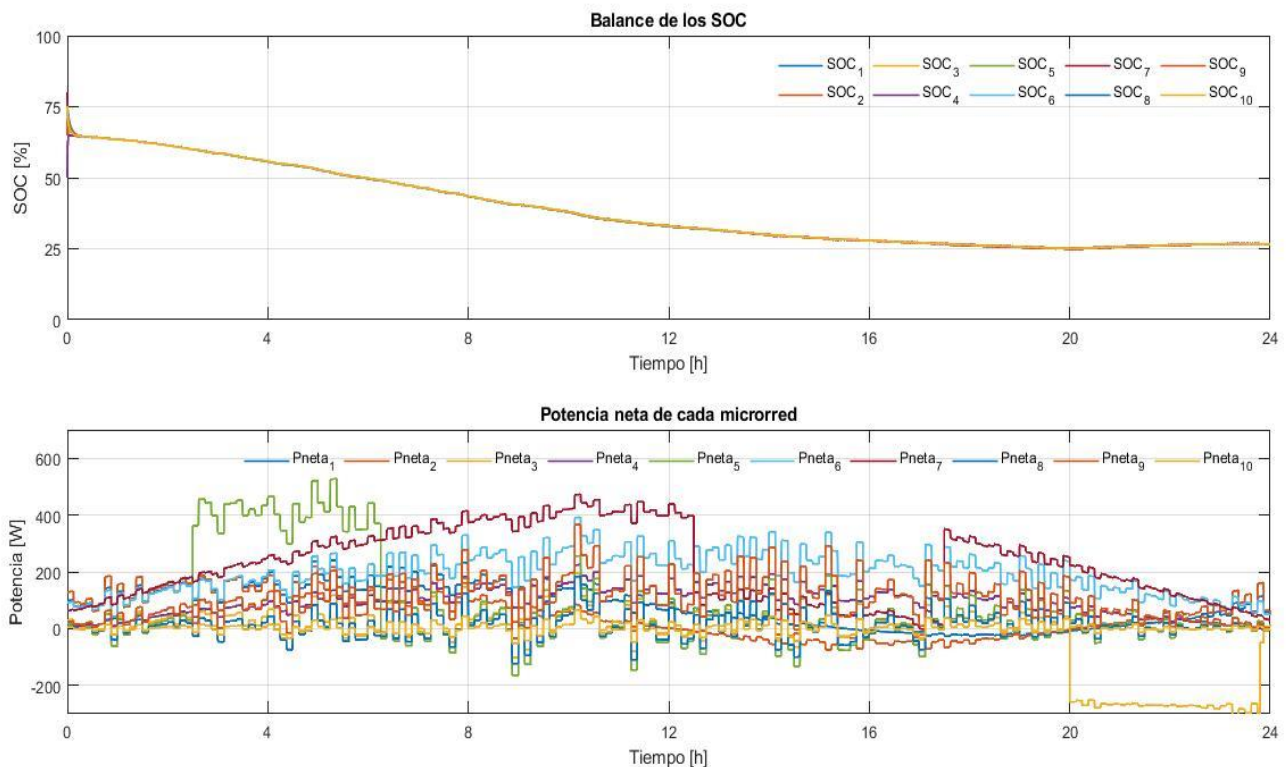


Figura 21: Evolución de los SOC's ante variaciones no esperadas de las potencias netas

A las 2:30 hay un incremento en la potencia neta de MR5 que podría haber sido causado por la pérdida de algún elemento de producción de potencia y por ello la pendiente del equilibrio de los SOC's se acrecienta (descargándose más rápidamente) en ese periodo. Posteriormente, a las 12:30 la potencia neta de MR7 disminuye considerablemente hasta las 17:30 aproximadamente, lo que hace que se suavice la pendiente del equilibrio de los SOC's. Finalmente, a las 20:00 hay otro decremento de la potencia neta de MR3 y, como se trata de horas nocturnas y las potencias netas son muy pequeñas, se consigue aumentar levemente el nivel de carga de las baterías. Es importante resaltar que durante estas variaciones se mantiene el consenso entre los SOC's.

A continuación, se mostrará una situación similar a esta para mostrar la solidez del sistema, en la que también habrá variaciones no esperadas en la potencia neta pero además algunas baterías se desconectarán.

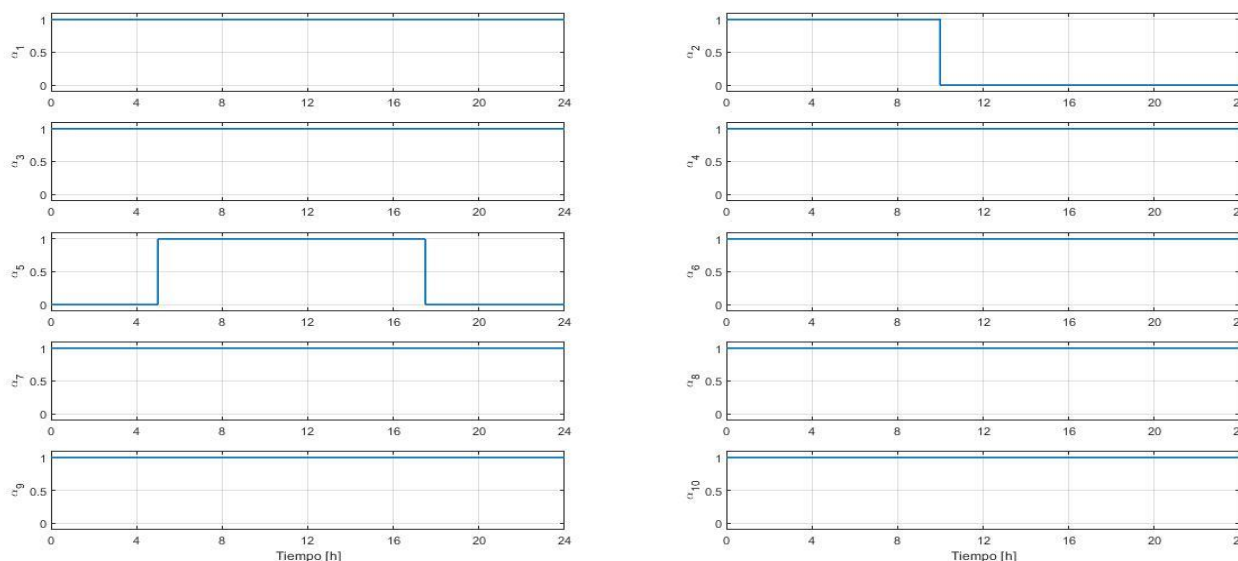


Figura 23: Valores de las alfas en el segundo caso del apartado 4.1.3

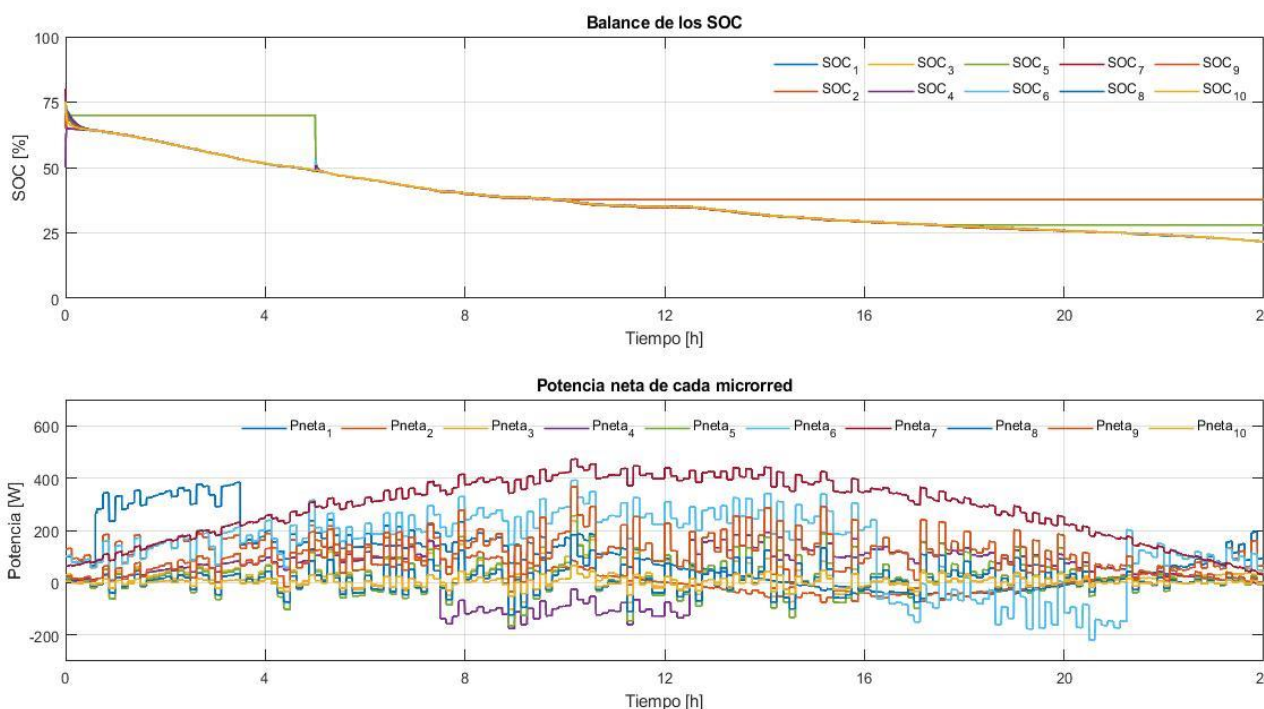


Figura 22: Evolución de los SOC's ante variaciones no esperadas de las potencias netas y alfas

Gracias al control implementado, la red de microrredes se mantiene estable ante las variaciones: cuando ocurren y no hay en ese momento potencia generada suficiente, la reserva de las baterías aportan lo necesario y viceversa. Además, la red de microrredes ha soportado correctamente la desconexión temporal de dos de las baterías mientras ocurrían estas variaciones, lo que muestra la rigidez del sistema.

Los sistemas eléctricos reales se diseñan para ser capaces de soportar cierto número de imprevistos mediante ensayos de contingencias de acuerdo con el criterio N-1 o incluso N-2, donde el sistema debe ser capaz de continuar con un correcto funcionamiento ante una contingencia o dos respectivamente. Para ello, es importante un correcto estudio y simulaciones previas del sistema, y encontrar así cualquier situación crítica que resulte perjudicial para éste.

4.2 Red de microrredes conectada

Como se explicó en el capítulo anterior, el nivel de control terciario se encarga de optimizar los flujos de potencia de acuerdo a objetivos técnicos, ambientales o económicos. Este apartado se centrará en el control terciario de potencia desde un punto de vista económico (despacho económico).

El modelo de este apartado se ha desarrollado usando el mismo modelo de la red de microrredes aislada con topología en anillo del apartado anterior, pero en esta ocasión la MR1 dispone de una conexión con el sistema eléctrico principal siendo capaz de exportar o importar energía en función de los precios de ésta en el mercado. Únicamente la MR1 tiene acceso a los precios de la energía en el mercado, siendo esta microrred la encargada de elegir la estrategia a seguir según los precios. Como las microrredes están conectadas en anillo y el control de sus baterías es el mismo que el explicado a comienzos del presente capítulo, cuando la MR1 elija una estrategia e intercambie energía con la red principal las demás microrredes la seguirán, llegando así a un equilibrio en los niveles de los SOC.

En cuanto a la variación de precios del mercado, se ha diseñado para que MR1 venda (exporte) energía a la red cuando el precio esté por encima de un precio máximo (P_{\max}) fijado previamente y que compre (importe) energía cuando los precios sean inferiores a un precio mínimo (P_{\min}). Tanto la exportación como la importación por parte de MR1 se ha modelado de forma que cuando esté vendiendo el nivel del SOC_1 disminuya con una pendiente constante descargándose así la batería, y del mismo modo cuando esté comprando el nivel del SOC_1 aumentará de forma constante pero de una forma más lenta. Las otras nueve microrredes seguirán a MR1 para llegar a un consenso. Del mismo modo, cuando el precio en el mercado se encuentre entre P_{\max} y P_{\min} las microrredes operarán de forma aislada de la red, intercambiando potencia únicamente entre sus vecinas igual que en el apartado anterior.

Aunque en la realidad el precio en el mercado varía considerablemente y sin seguir una forma fija según el momento del día, para una mejor apreciación de las estrategias a seguir se ha modelado el precio como una señal sinusoidal. De esta forma, quedan claramente definidas las zonas de compra y de venta de energía como se verá a continuación. No obstante, esta misma estrategia sería aplicable a un modelo de precio más detallado y fiel a la realidad.

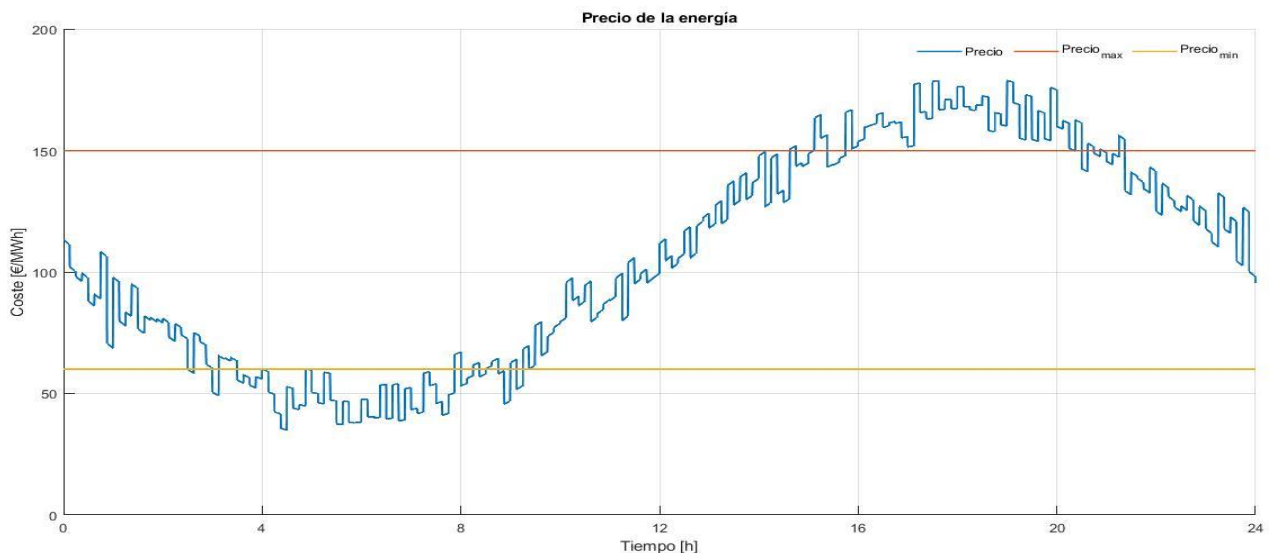


Figura 24: Modelado del precio del mercado

Al igual que en el apartado anterior, se llevarán a cabo tres simulaciones: una situación de operación normal, otra con desconexiones de baterías, y otra con variaciones en la potencia neta.

4.2.1 Simulación de operación normal

A continuación, se mostrarán los resultados de simular el modelo conectado a red y con todas las alfas iguales a uno, indicando así que las baterías se mantienen conectadas en todo momento. Para apreciar mejor los momentos de compra/venta y la actuación de los SOC's, se ha decidido mostrar la gráfica del precio junto con las variaciones de los SOC's y las potencias netas.

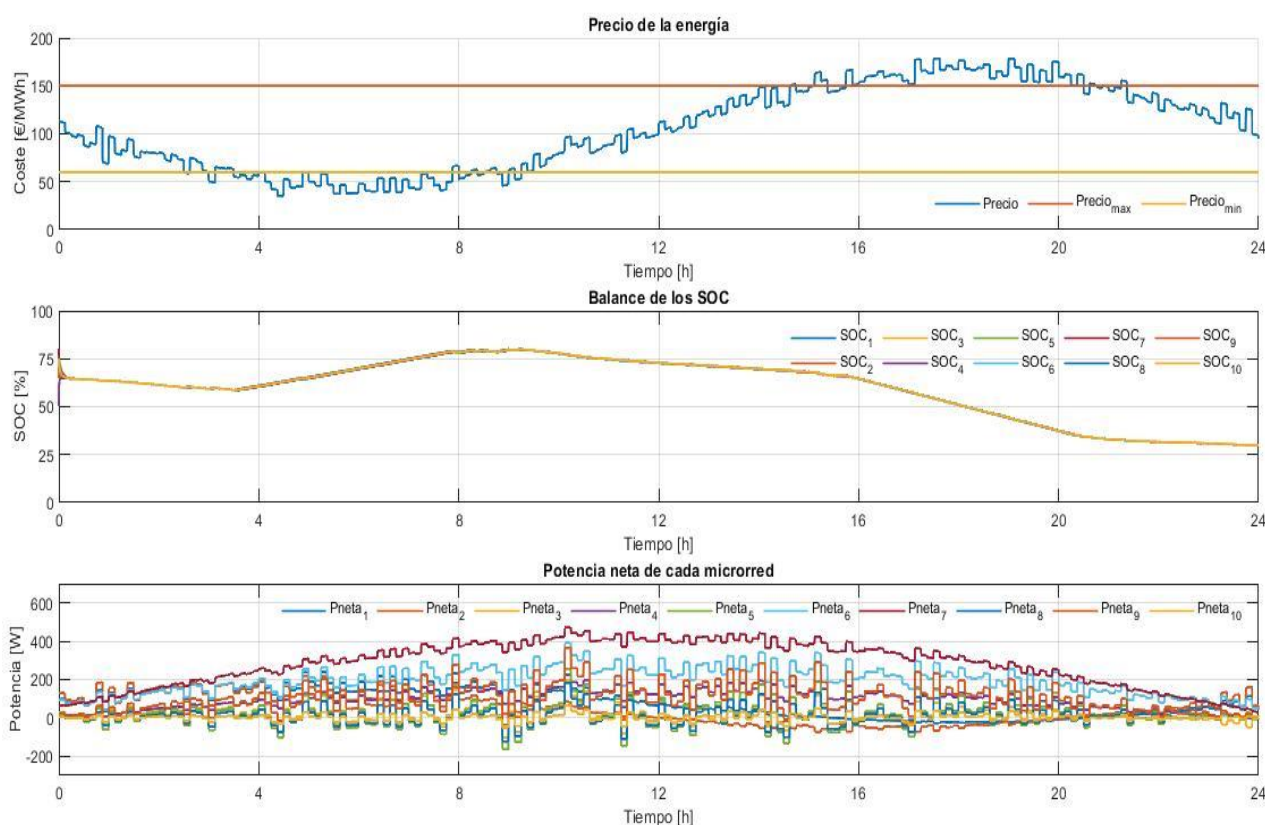


Figura 25: Resultados obtenidos tras la simulación de una operación normal

En horas tempranas como las 4:00 donde la energía está más barata, la MR1 decide que es momento de aprovechar y comprar para recargar baterías, por lo que comienza una pendiente creciente constante hasta las 8:00 cuando se encarece un poco el precio. Como se puede observar, en todo momento las demás microrredes siguen a MR1 ante sus variaciones. El mismo proceso pero a la inversa ocurre a partir de las 16:00 y hasta las 21:00, donde el precio de la energía es caro y se aprovecha para vender. En horas centrales donde el precio tiene un valor intermedio, las microrredes se gestionan la potencia como en el modo aislado intercambiándose potencia unas a otras según sus necesidades.

4.2.2 Simulación con desconexiones de baterías

En este subapartado, al igual que se hizo para el caso de operación aislada, se simulará la red de microrredes conectada pero con desconexiones/conexiones espontáneas de algunas baterías que se pueden dar en momentos de compra/venta.

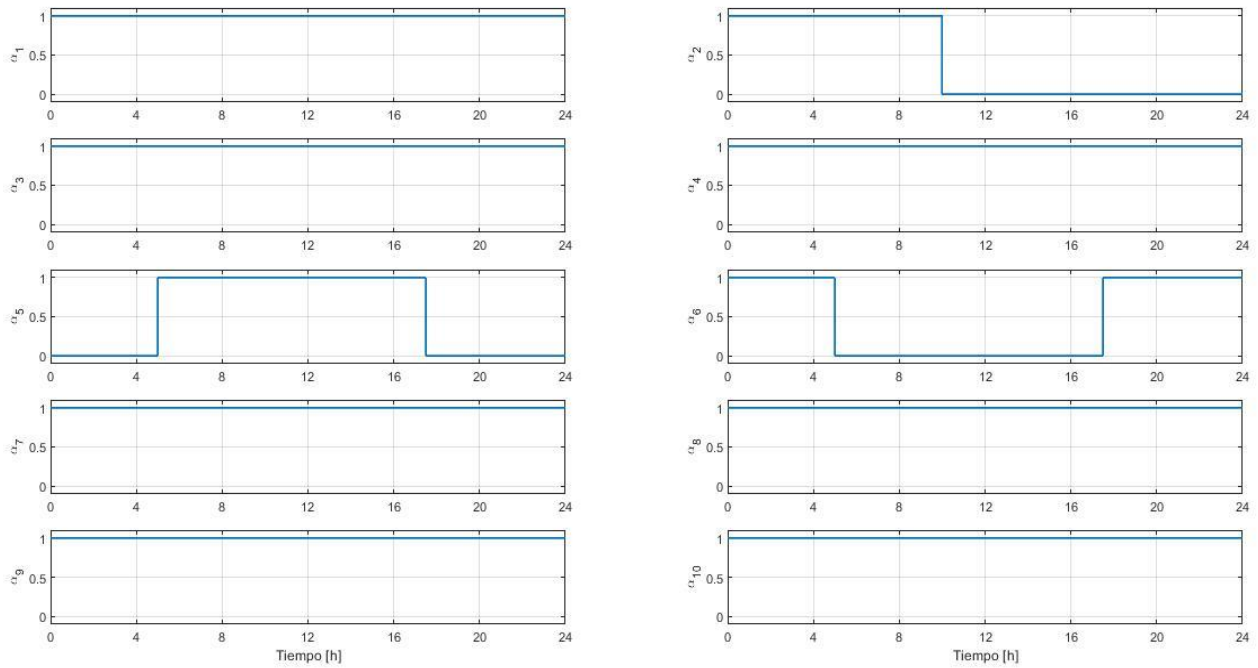


Figura 27: Valores de las alfas para el apartado 4.2.2

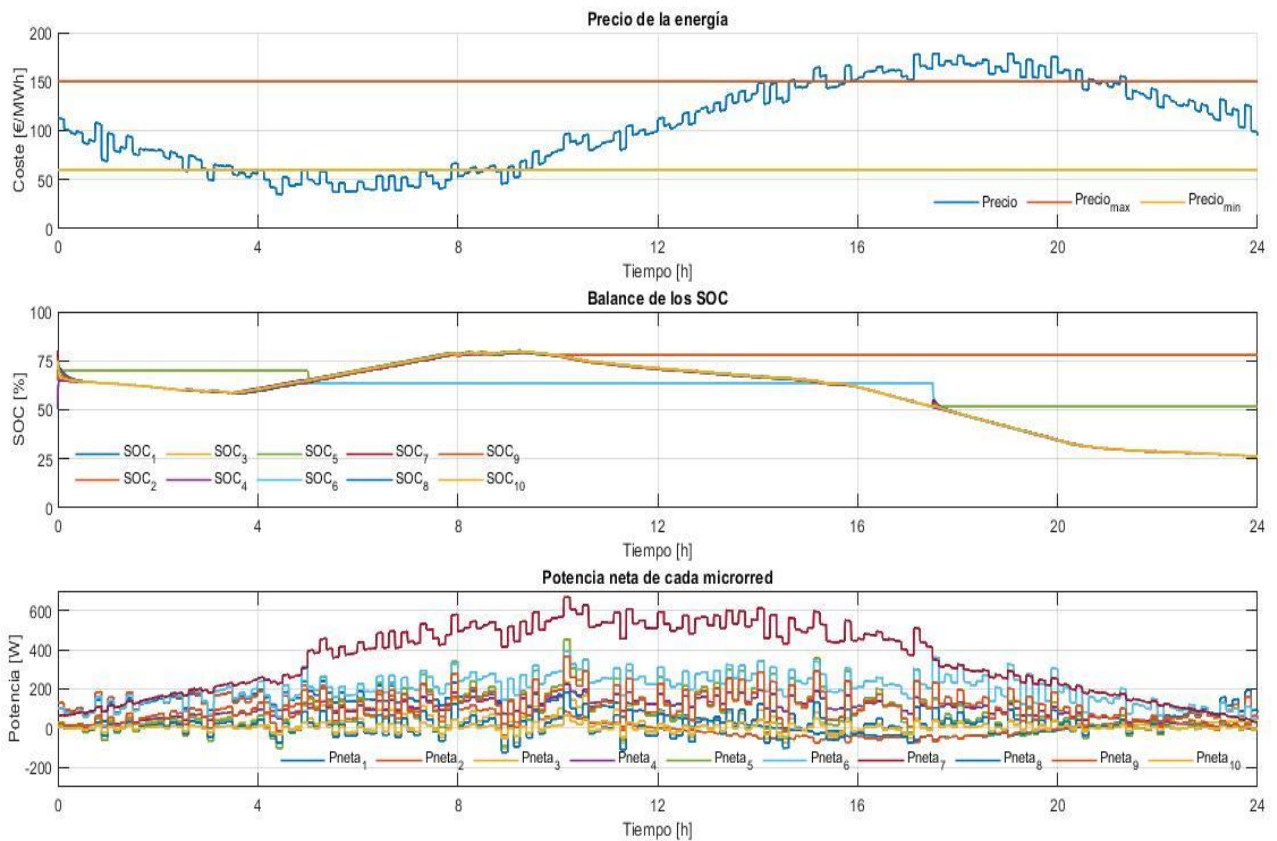


Figura 26: Resultados obtenidos tras las desconexiones de tres baterías

Tras la conexión de la batería de MR5 y la desconexión de la de MR6 en plena zona de compra, el sistema se

mantiene estable. Además, la batería de MR2 se desconecta de forma definitiva cuando el precio se encuentra en los valores intermedios y la red de microrredes trabaja como si estuviese aislada, por lo que la consecuencia de la desconexión de esta batería en este momento es igual a la del subapartado anterior. Cabe destacar el notable aumento en la potencia neta de MR7 que pasa de unos 500 W de valor máximo en la operación normal a más de 600 W ante estas últimas desconexiones de baterías. Esto se debe a que como la batería de MR6 se mantiene desconectada un cierto tiempo, MR7 debe suplir la mitad de la potencia neta de MR6 en ese momento. Al crecer considerablemente la potencia neta, se puede deducir que en ese momento la demanda de MR6 es superior a su generación, por lo que la potencia neta es positiva y se suma a la ya propia de MR7.

4.2.3 Simulación con variaciones no esperadas en la potencia neta

En este último subapartado se pondrá a prueba la red de microrredes conectada frente a variaciones repentinas en la potencia neta de algunas microrredes.

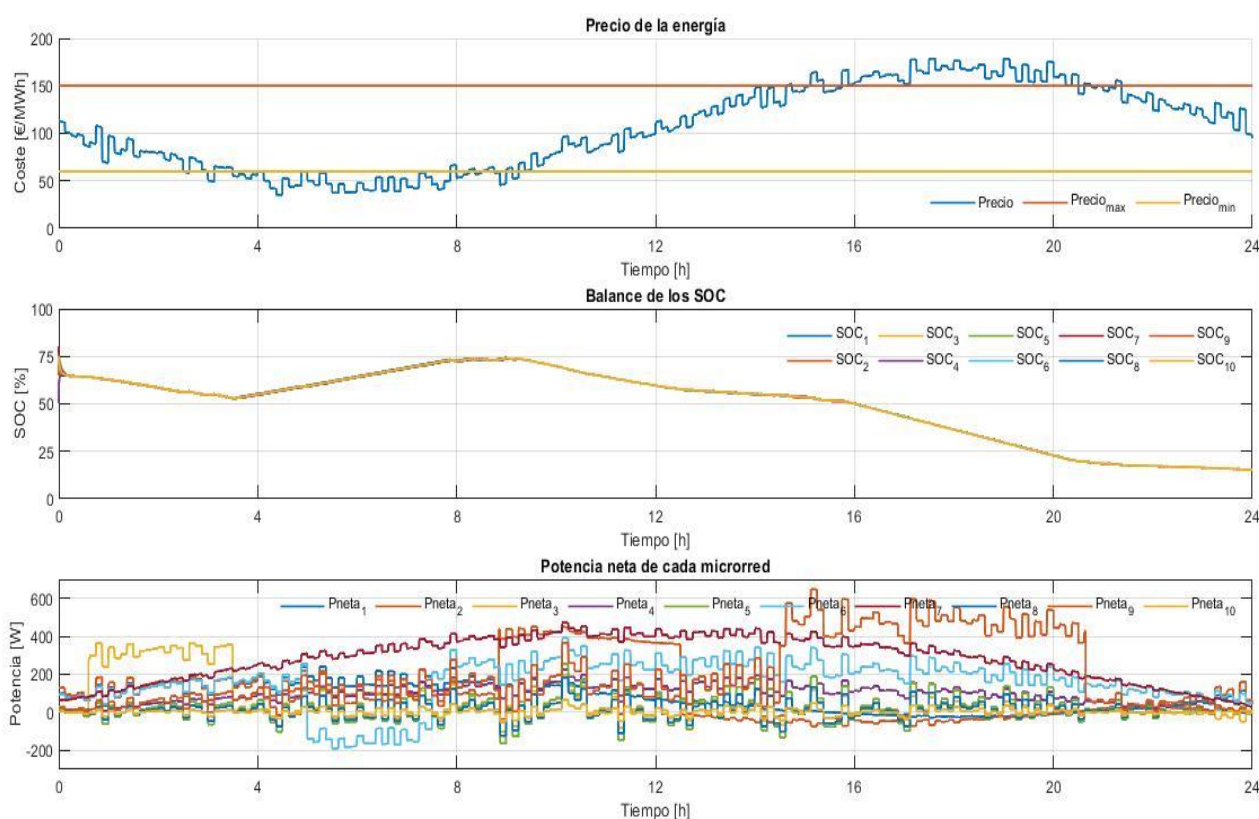


Figura 28: Resultados obtenidos tras variaciones repentinas en potencias netas

Variaciones en la potencia neta como las de MR2, MR3, MR6 y MR9 no afectan prácticamente nada a la estabilidad del sistema aún produciéndose en momentos delicados como en los de compra o venta. Estas variaciones de apenas unos cientos de vatios están programadas acorde a la capacidad de la batería usada pudiéndolas soportar el sistema.

Al igual que se hizo en el caso del modo aislado, a continuación se mostrará el resultado de simular variaciones repentinas de potencia neta junto con desconexiones de baterías. Como se podrá apreciar, pese a producirse desconexiones en momentos de venta/compra a la vez que hay grandes variaciones en la potencia neta, se llega a un consenso entre las diez microrredes en todo momento. Este consenso se reajusta brevemente en el momento de la reconexión de las baterías porque como se desconectaron manteniendo su nivel de carga, cuando se vuelvan a conectar podrán haber habido variaciones de potencia neta y/o compra/venta, por lo que tendrán un SOC distinto a las demás y será necesario llegar a un nuevo consenso.

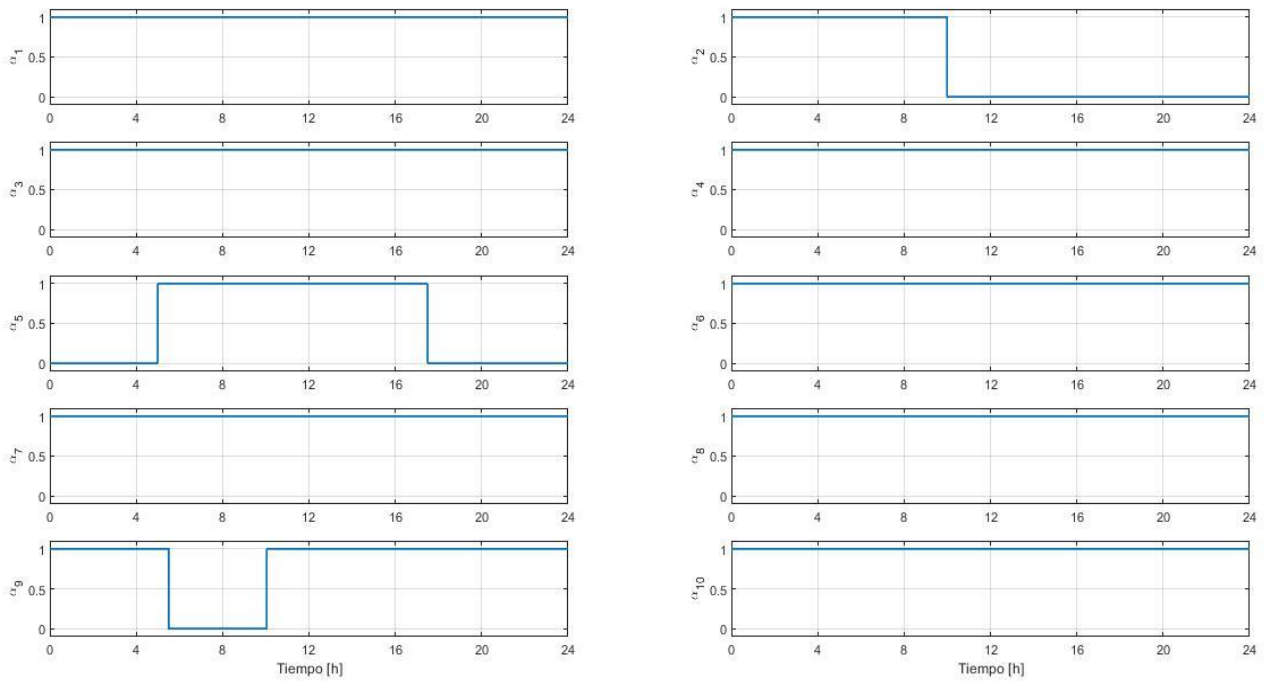


Figura 30: Variación de las alfas para el segundo caso del apartado 4.2.3

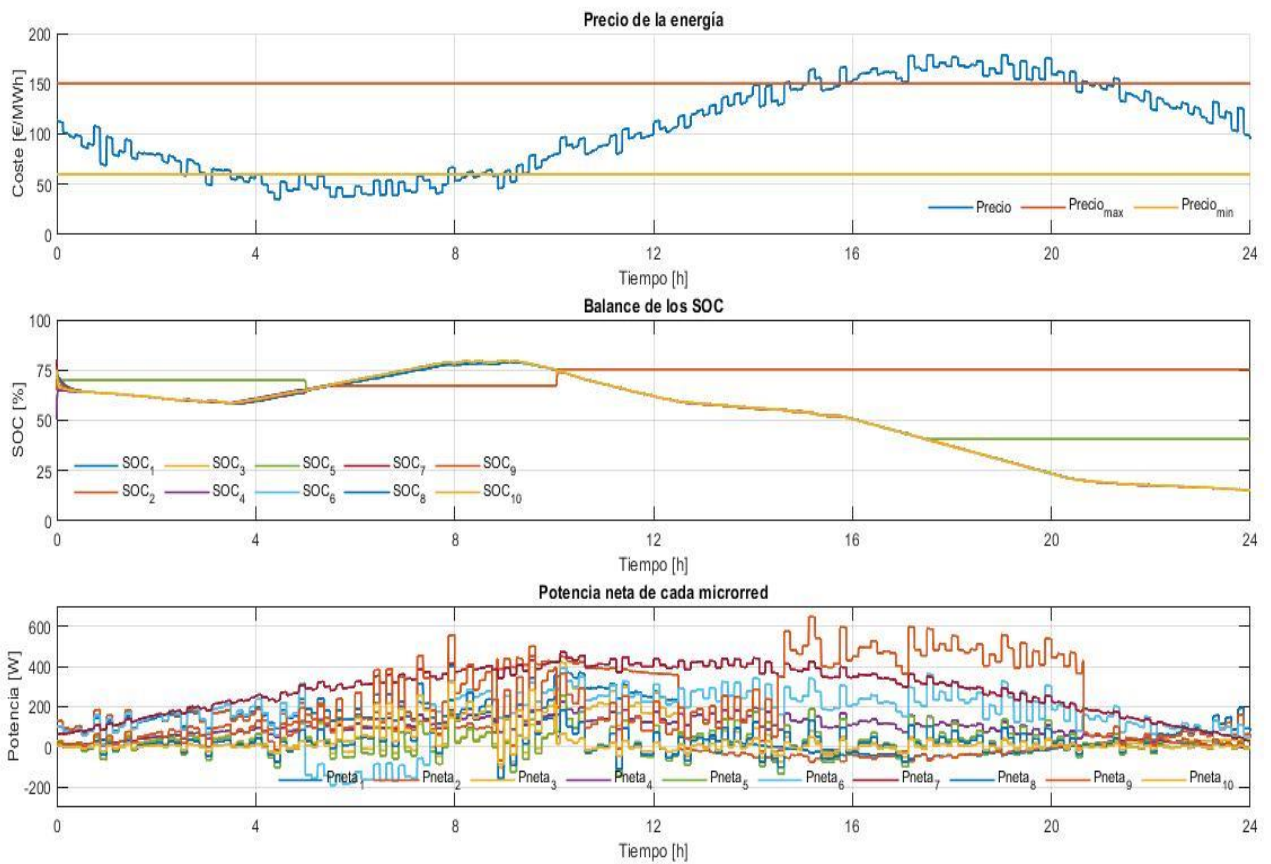


Figura 29: Evolución de los SOC's ante variaciones no esperadas de las potencias netas y alfas

5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Haciendo una breve recapitulación de lo recogido en este trabajo, en primer lugar se ha presentado el concepto de microrred, así como las necesidades que fomentaron a que surgiese esta idea. Las microrredes aportan autosostenibilidad y simplifican la inclusión de la generación distribuida al sistema, lo que las hace muy eficientes. También se han explicado los componentes fundamentales de una microrred (unidades de generación, cargas y almacenamiento), recalando la importancia de cada uno de ellos y los tipos que se pueden encontrar. Finalmente, en esta primera parte se presentaron los diferentes tipos de clasificación de las microrredes, que con el paso de los años cada vez serán más diversos debido a las numerosas aplicaciones de éstas.

Seguidamente, se dedicó un pequeño capítulo a los diferentes niveles de control que se pueden dar tanto en una microrred como en cualquier sistema eléctrico. Se destacó la importancia de un orden jerárquico a la hora de actuar ante perturbaciones, y la necesidad de incluir estas regulaciones para lograr una estabilidad P-f y Q-v en el sistema.

Finalmente, y sirviendo de introducción el capítulo de los niveles de control, se llevaron a cabo una serie de simulaciones de una red de microrredes desde el punto de vista del control terciario. Para ello, se usó *MATLAB/Simulink* y datos de baterías reales. A partir de los resultados obtenidos, se comprueba que los SOCs de las baterías alcanzan un consenso tanto en su operación aislada como en la conectada a red. A mayor número de microrredes interconectadas y funcionando bajo el control terciario, mayor robustez tendrá el sistema y será más fácil alcanzar un consenso de potencia entre todas.

Las simulaciones realizadas, se han hecho de acuerdo a la regulación terciaria y a la potencia activa, suponiendo que controles inferiores como el primario y secundario de P-f y primario de Q-v funcionan correctamente. Sería interesante como posible trabajo futuro no sólo estudiar los flujos de potencia activa sino también los de reactiva, siendo necesario modelar y diseñar un control primario y secundario óptimo además del terciario realizado en este trabajo. Una vez diseñado estos controles y aplicados al modelo, se podría observar la importancia de los controles locales para mantener niveles nominales de tensión y frecuencia ante variaciones en la demanda, así como una correcta gestión de los flujos de reactiva para lograr tales propósitos.

Este proyecto ha tratado sobre las microrredes y la gestión de potencia para mejorar su eficiencia. Ante un incremento cada vez mayor de la inclusión de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico, los próximos años estará llenos de avances en el campo de las microrredes y el almacenamiento de energía, por ello es un tema de reciente actualidad (aunque medianamente joven) y que acaparará cada vez una mayor relevancia en el futuro.

REFERENCIAS

- [1] N. Hatziaargyriou, A. Dimeas, N. Vasilakis, D. Lagos, A. Kontou, «The Kythnos Microgrid: A 20-Year History,» *IEEE Electrification Magazine*, vol. 8, nº 4, pp. 46 - 54, Diciembre de 2020.
- [2] S. K. Sahoo, A. K. Sinha y NK Kishore, «Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC–DC Microgrid: A Review,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* , vol. 6, nº 2, pp. 738-759, Junio de 2018.
- [3] C. Bordons, F. García-Torres, y L. Valverde, «Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generacion Renovable,» *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, vol. 12, nº 2, pp. 117-132, Abril de 2015.
- [4] L. Bartolucci, S. Cordiner, V. Mulone, V. Rocco, y JL Rossi, «Renewable source penetration and microgrids: Effects of MILP - Based control strategies,» *Energy*, vol. 152, pp. 416-426, Junio de 2018.
- [5] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziaargyriou, y A. Dimeas, «Microgrids management,» *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 6, nº 3, pp. 54-65, Mayo de 2008.
- [6] O.Núñez Mata , D. Ortiz Villalba , R. Palma-Behnke, «Microrredes en la red eléctrica del futuro - caso Huatacondo,» *Ciencia y Tecnología*, vol. 29, nº 2, 2013.
- [7] S. Alyami, Y. Wang, C. Wang; J.i Zhao, B. Zhao, «Adaptive Real Power Capping Method for Fair Overvoltage Regulation of Distribution Networks With High Penetration of PV Systems,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, nº 6, pp. 2729-2738, Julio de 2014.
- [8] TL. Vandoorn, B. Meersman, J. D. M. De Kooning, L. Vandeveldel, «Directly-Coupled Synchronous Generators With Converter Behavior in Islanded Microgrids,» *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 27, nº 3, pp. 1395-1406, Agosto de 2012.
- [9] Q. Fu, A. Nasiri, A. Solanki, A. Bani-Ahmed, L weber, V. Bhavaraju, «Microgrids: Architectures, Controls, Protection, and Demonstration,» *Electric Power Components and Systems*, vol. 43, nº 12, pp. 1453-1465, Julio de 2015.
- [10] Y. Whiteman, «Applications of distribution automation and demand side management in AMR systems,» *Eighth International Conference on Metering and Tariffs for Energy Supply (Conf. Publ. No. 426)*, pp. 1-5, Julio de 1996.
- [11] C. Albea, C. Bordón, M.A. Ridao, «Robust Hybrid Control for Demand Side Management in Islanded Microgrids,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 12, nº 6, pp. 4865-4875, Noviembre de 2021.
- [12] C. Gellings, «The concept of demand-side management for electric utilities,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 73, nº 10, pp. 1468-1470, Octubre de 1985.

- [13] M. H. Albadi, E. F. El-Saadany, «Demand Response in Electricity Markets: An Overview,» *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1-5, 2007.
- [14] C. Li, X. Yu, W. Yu, G. Chen and J. Wang, «Efficient Computation for Sparse Load Shifting in Demand Side Management,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, n° 1, pp. 250-261, Enero de 2017.
- [15] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. B. Mansor, y F. Blaabjerg, «Review of Energy Storage System Technologies in Microgrid Applications: Issues and Challenges,» *IEEE Access*, vol. 6, pp. 35143-35164, 2018.
- [16] J. Makansi, y J. Abboud, «Energy Storage: The Missing Link in the Electricity Value Chain,» *Libro Blanco del Consejo de Almacenamiento de Energía*, 2002.
- [17] A. Kumar Rohit, y S. Rangnekar, «An overview of energy storage and its importance in Indian renewable energy sector: Part II – energy storage applications, benefits and market potential,» *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 447-456, Octubre de 2017.
- [18] A.A Akhil, G. Huff, A.B Currier y B.C Kaun, DOE/EPRI 2013 Electricity Storage, Albuquerque: Sandia National Laboratories, 2013.
- [19] P. Bastida-Molina, E. Hurtado-Pérez, C. Vargas-Salgado, D. Ribó-Pérez, «Microrredes híbridas, una solución para países en vías de desarrollo,» *Tecnica Industrial*, n° 325, pp. 28-34, Marzo de 2020.
- [20] R. Álvaro Hermana, J. Menéndez Sánchez, *Casos de microrredes*, Cuadernos Orkestra, 2020.
- [21] M. A. Liberos Mascarell, «Técnicas de control para la conexión en paralelo de inversores aplicadas a convertidores de interconexión entre los buses de CC y CA de microrredes híbridas e inversores fotovoltaicos centralizados de alta potencia,» 2021.
- [22] K. Prakash, A. Lallu, F. R. Islam y K. A. Mamun, «Review of Power System Distribution Network Architecture,» *2016 3rd Asia-Pacific World Congress on Computer Science and Engineering (APWC on CSE)*, pp. 124-130, 2016.
- [23] H. Laaksonen, «Technical solutions for low-voltage microgrid concept,» *Acta Wasaensia*, vol. 41, 2011.
- [24] M. Soshinskaya, W. HJ Crijns-Graus, J. M. Guerrero, y J. C. Vasquez, «Microgrids: Experiences, barriers and success factors,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 659-672, Diciembre de 2014.
- [25] J. J. Justo, F. Mwasilu, J. Lee, y J-W Jung, «AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 24, pp. 387-405, Agosto de 2013.
- [26] M. G. Jahromi, G. Mirzaeva, S. D. Mitchell y D. Gay, «DC power vs AC power for mobile mining equipment,» *2014 IEEE Industry Application Society Annual Meeting*, vol. 10, pp. 1-8, 2014.
- [27] G. Ding, F. Gao, S. Zhang, P. C. Loh and F. Blaabjerg, «Control of hybrid AC/DC microgrid under islanding operational conditions,» *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 2, n° 3, pp. 223-232, 2014.
- [28] Z. Guo y G. Chen, «Stability analysis of islanded microgrid with synchronous generators and inverter-interfaced resources,» *2016 35th Chinese Control Conference (CCC)*, pp. 10107-10112, 2016.

- [29] T. Sakagami, A. Werth, M. Tokoro, Y. Asai, D. Kawamoto y H. Kitano, «Performance of a DC-based microgrid system in Okinawa,» *2015 International Conference on Renewable Energy Research and Applications (ICRERA)*, pp. 311-316, 2015.
- [30] T. Sakagami, Y. Asai and H. Kitano, «Simulation to optimize a DC microgrid in Okinawa,» *2016 IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies (ICSET)*, pp. 214-219, 2016.
- [31] D. J. Hammerstrom, «AC versus DC distribution systems-did we get it right?,» *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet*, pp. 1-5, Junio de 2007.
- [32] X.Wang, J.M.Guerrero, Z.Chen y F.Blaabjerg, «Distributed Energy Resources in Grid Interactive AC Microgrids,» de *IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems*, 2010.
- [33] X. Liu, P. Wang y P. C. Loh, «A Hybrid AC/DC Microgrid and Its Coordination Control,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, nº 2, pp. 278-286, Junio de 2011.
- [34] A. Gómez Expósito, J.L Martínez Ramos, J.A Rosendo Macías, E. Romero Ramos, y J. Riquelme Santos, *Sistemas eléctricos de potencia: prontuario y problemas resueltos*, Prentice Hall, 2002.
- [35] M. F. e. al, «Microgrid Stability Definitions, Analysis, and Examples,» *EEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, nº 1, pp. 13-29, Enero de 2020.
- [36] L. Castro, M. Bravo, M. A. Ríos, C. A. García, D. A. Ramírez, S. M. Pérez, A. Garcés, M. Bueno, J. J. Mora, *Control Jerárquico en Micro-redes AC*, Pereira: Editorial UTP, 2021.
- [37] L. O. Polanco, «Algoritmos de FOP para el Control Terciario,» Salamanca, Noviembre de 2016.
- [38] P. Palensky y D. Dietrich, «Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads,» *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, nº 3, pp. 381-388, Agosto de 2011.

