

Gestión Óptima de la Energía en Microrredes con Generación Renovable

Carlos Bordons^{a,*}, Félix García-Torres^b, Luis Valverde^c

^aDepartamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla. Camino de los descubrimientos s/n, 41092 Sevilla, España

^bUnidad de Simulación y Control, Centro Nacional del Hidrógeno. Prolongación Fernando el Santo, s/n, 13500 Puertollano, Ciudad Real, España.

^cDepartamento de Ingeniería Energética, Universidad de Sevilla. Camino de los descubrimientos s/n, 41092 Sevilla, España

Resumen

Este artículo se centra en los temas relacionados con la operación óptima de las microrredes, que son conjuntos de cargas, generadores y sistemas de almacenamiento de energía, aislados o conectados al resto de la red eléctrica, que pueden ser gestionados de manera coordinada para suministrar electricidad de forma fiable. Se aborda la problemática y las soluciones de control tanto para la gestión del reparto de la carga entre los distintos generadores y almacenamiento como para la integración de la microrred en el mercado eléctrico. Se presentan diseños de controladores en el marco del Control Predictivo Basado en Modelo (*Model Predictive Control*, MPC) para casos que incluyen diversas fuentes renovables, como energía solar y eólica, y almacenamiento híbrido con hidrógeno, lo que permite gestionar el balance de energía en distintas escalas de tiempo. Se muestran algunos resultados experimentales en una microrred de laboratorio así como estudios de planificación para el mercado eléctrico. Los resultados obtenidos indican que el desarrollo de controladores adecuados facilitará una participación competitiva de las energías renovables y la integración de las microrredes en el nuevo modelo de sistema eléctrico. Copyright © 2015 CEA. Publicado por Elsevier España, S.L.U. Todos los derechos reservados

Palabras Clave: Microrredes, Energías Renovables, Control Predictivo, Gestión de la Energía, Sistema Eléctrico.

1. Introducción

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. Las redes actuales de distribución eléctrica operan a veces próximas a su máxima capacidad y deben adaptarse a frecuentes cambios para afrontar retos medioambientales y mejorar su confianza y sostenibilidad. 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 alternativos, como pilas de combustible. Mientras que las formas tradicionales de producción energética, controlables desde el origen, permiten ajustar la producción a la demanda, la implantación de las nuevas tecnologías basadas en recursos renovables con ciclos fluctuantes obliga a proporcionar nuevas soluciones a problemas nunca antes planteados. 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.

El sistema eléctrico tradicional se ha basado en la gestionabilidad que permite la energía almacenada por la propia naturaleza durante años en los combustibles fósiles. La transición a un nuevo modelo energético estará sujeta a la superación de ciertas barreras tecnológicas debidas a la aleatoriedad propia de las fuentes de generación renovable. La penetración actual de los sistemas de generación renovable en la red eléctrica, especialmente con los desarrollos obtenidos para la energía eólica y fotovoltaica, comienza a ocasionar impactos en la red eléctrica, como pueden ser la variación de la magnitud del voltaje de suministro y el incremento del desbalance entre la potencia activa y reactiva entre las fuentes de generación. 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. Los sistemas de almacenamiento de energía aparecen como solución tecnológica a la controlabilidad de las energías renovables permitiendo su introducción en el mercado diario de energía.

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 aleatorie-

* Autor en correspondencia.

Correos electrónicos: bordons@us.es (Carlos Bordons),
felix.garcia@cnh2.es (Félix García-Torres), lvalverde@etsi.us.es
(Luis Valverde)

dad del comportamiento de los consumidores aparece como una nueva solución estructural. Sin embargo, esto conlleva a nuevos desafíos desde el punto de vista del control.

Para intentar abordar estos problemas, surge el paradigma de la microrred (microgrid), introducido por (Lasseter, 2002) como una aproximación que considera la generación y las cargas asociadas como un subsistema o microrred. 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 (Olivares et al., 2014). 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. Aunque originariamente fue asociado a redes eléctricas, el concepto se ha extendido a cualquier conjunto de cargas y generadores que operen como un sistema único controlable que puede proporcionar tanto energía eléctrica como térmica o combustible a cierta zona (Jiay et al., 2008). Hoy día, la operación de los recursos energéticos distribuidos (*Distributed Energy Sources*, DER) 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 (Bidram et al., 2014).

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. Es necesario por tanto un control adecuado de la microrred para una operación estable y económicamente eficiente en ambas situaciones. El sistema de control debe regular frecuencia y tensión en cualquiera de los modos de operación, debe repartir la carga entre los distintos DGs y el almacenamiento, gestionar el flujo con la red principal y optimizar los costes de operación. 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. La microrred conmutará a modo aislado en caso de perturbaciones graves o fallos, debiendo entonces proporcionar potencia a las cargas críticas y el sistema de control debe gestionar en este caso la frecuencia y la tensión. Un punto importante es gestionar los transitorios durante la conmutación, como se muestra en (Bidram and Davoudi, 2012). Este artículo pre-

tende ofrecer una visión general de los problemas y retos más importantes relacionados con el control de microrredes, ilustrados con ejemplos experimentales y en simulación. En concreto, el trabajo se centra en los temas relacionados con la operación óptima de la microrred, tanto para la gestión del reparto de la carga entre los distintos generadores y el almacenamiento como la integración de la microrred en el mercado eléctrico. Está organizado de la siguiente forma: la siguiente sección presenta las características principales de las microrredes y los beneficios que se pueden derivar de su correcta operación. La sección 3 presenta la problemática que aparece en el control de estos sistemas y describe las soluciones adoptadas para su solución así como las metodologías de control comúnmente empleadas. A continuación se presentan dos casos detallados de aplicaciones de control en microrredes con generación renovable y almacenamiento híbrido: en la sección 4 se detalla el diseño y los resultados experimentales obtenidos de la operación óptima de una microrred de laboratorio, mientras en la sección 5 se presenta una forma de gestionar la integración de una microrred en el mercado eléctrico. La sección 6 discute alguna de las líneas abiertas y finalmente se termina con unas conclusiones.

2. Generalidades

Las microrredes están formadas por diversas fuentes de generación, en general renovables, y diversos tipos de almacenamiento, que pueden operar tanto en modo aislado como conectadas a la red principal (Lopes et al., 2006), (Hatziargyriou et al., 2007). 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 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 muestra un ejemplo de una microrred con diversos tipos de generación y almacenamiento. El paradigma de las microrredes puede 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 (Jiay et al., 2008) y también se abre la posibilidad de que la microrred acceda al mercado eléctrico como un agente más.

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

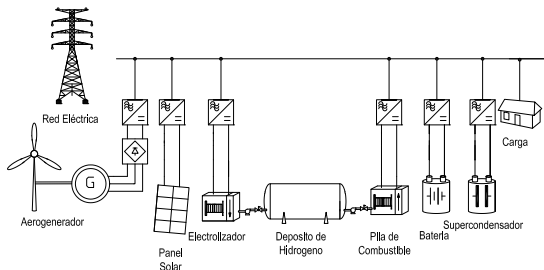


Figura 1: Ejemplo de microrred

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. Existen muchos trabajos relacionados con algoritmos de detección, tanto pasivos (que se basan en medidas de frecuencia y voltaje) como activos (basados en inyección de perturbaciones) (Funabashi et al., 2003). En el modo aislado, los sistemas de almacenamiento deben conseguir el balance de potencia inyectando o absorbiendo potencia activa de forma proporcional a la desviación de frecuencia. El proceso de restauración a modo conexión a red debe contemplar la sincronización con la red y tener en cuenta aspectos como el balance de potencia reactiva y la coordinación de los distintos DGs (Vasquez et al., 2010).

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. Sin embargo, no existe la tecnología de almacenamiento perfecta y todas tienen sus limitaciones en cuanto a densidad de potencia/energía, tiempo de respuesta/tiempo de autonomía, coste económico y ciclo de vida. En la figura 2, se hace una clasificación de las tecnologías de almacenamiento dependiendo de la densidad de potencia y densidad de energía de cada tecnología, asignándole la aplicación para la cual es óptima. Los sistemas de almacenamiento híbrido permiten abarcar todo el espectro de aplicaciones.

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 (Ferrari-Trecate et al., 2004), (Greenwell and Vahidi, 2010) resulta de gran interés. En concreto, el almacenamiento en forma de hidrógeno unido a baterías eléctricas y supercondensadores parece ser una solución adecuada para generación renovable (Jiay et al., 2008). La utilización de hidrógeno como medio de almacenamiento de energía eléctrica de origen renovable se basa en la posibilidad de producir este hidrógeno mediante electrolisis, almacenarlo en diferentes formas (baja o alta presión, hidruros metálicos, etc.), y poste-

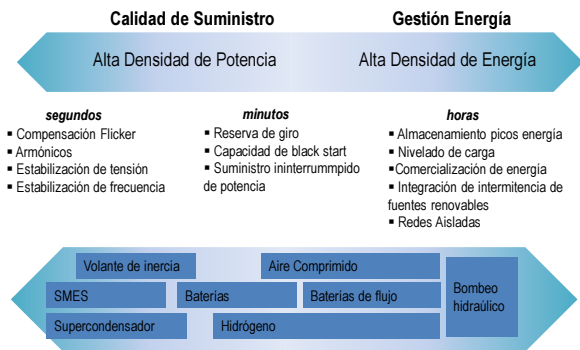


Figura 2: Sistemas de almacenamiento de energía según relación densidad de potencia/densidad de energía (Adaptado de Dötsch (2009))

riormente utilizarlo para generar nuevamente electricidad, principalmente en pilas de combustible, en aplicaciones estacionarias o móviles o bien para su utilización como combustible en vehículos con pila de combustible.

En la actualidad existen muchos proyectos en marcha para demostrar el concepto de microrred. Entre ellos se encuentran varias instalaciones en Canadá (Hajimiragha and Zadeh, 2013), en Europa y EE.UU. Trends, y los proyectos en Huatacondo en Chile (Palma-Behnke et al., 2013) y NEDO en Japón (Hatzigiorgiou et al., 2007). Estos y otros proyectos han demostrado su eficacia en diversas situaciones, como los que se presentan en (Lidula and Rajapakse, 2011) 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 (Palizban, 2011). Por detallar algunos de estos proyectos, en (Rigo-Mariani et al., 2013) 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 (Hakimi et al., 2013) se aborda el problema del dimensionamiento óptimo de una microrred usada para trigeneración, proporcionando calefacción, refrigeración y energía eléctrica a una zona residencial. El problema de optimización proporciona las dimensiones adecuadas de pila de combustible, aerogenerador, electrolizador, reformador, reactor anaerobio, máquina de refrigeración por absorción y depósitos de almacenamiento térmico y de hidrógeno.

En (Valverde, 2013) se recoge un estudio detallado sobre varios proyectos de demostración con microrredes, centrado en aquellas que usan hidrógeno como almacenamiento. En concreto, se muestran las principales características de 32 plantas que integran generación renovable (15 de ellas fotovoltaica, 16 eólica y una mixta) con sistema de almacenamiento de hidrógeno en sus diversas formas.

3. Control de microrredes

3.1. Problemática

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, independientemente de la conexión a la red externa. 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 y sus características de operación.

Las microrredes introducen un número de retos operacionales que deben tenerse en cuenta en el diseño de sus sistemas de control y protección, debido a ciertas particularidades que las distinguen de otros sistemas. Las más relevantes son (Olivares et al., 2014):

- Flujos de potencia. A diferencia de las redes convencionales, la integración de DGs en baja tensión puede causar flujos de potencia bidireccionales y dar lugar a complicaciones en los sistemas de protección o a patrones de flujo indeseados.
- 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.
- Modelo de la red. Las hipótesis generalmente aceptadas de tres fases equilibradas, líneas de transmisión inductivas y cargas constantes ya no tienen por qué ser válidas, lo que conlleva la necesidad de adaptar los modelos a la nueva situación. Una microrred está inherentemente sujeta a un desbalance de carga por las propias unidades DGs.
- 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. Por tanto, una operación fiable y con criterios económicos debe considerar el pronóstico del tiempo.

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 (Bidram and Davoudi, 2012) (Olivares et al., 2014):

- Control de las corrientes y tensiones en los diversos DGs, siguiendo las referencias y amortiguando apropiadamente las oscilaciones.
- Regulación de frecuencia y tensión tanto en modo aislado como conectado a red.
- Balance de potencia, adaptándose a los cambios tanto en generación como en carga mientras se mantienen la frecuencia y la tensión en límites aceptables.
- Mecanismos de gestión de la demanda (*Demand Side Management*, DSM) que permitan cierta variación en la demanda de una porción de las cargas para adaptarse a las necesidades de la microrred (Wang and Nehrir, 2008), (Alvial-Palavicino et al., 2011).
- Transición suave entre los modos de operación, usando la estrategia más adecuada para cada uno de ellos y detectando rápidamente las situaciones que provocan el cambio. Resincronización con la red principal.
- 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

Estas funciones son muy variadas e implican dinámicas con distintas constantes de tiempo, por la respuesta rápida necesaria en el control de las variables eléctricas (frecuencia, tensión) y las necesidades temporales menos estrictas en el despacho económico. Se puede optar por un control centralizado, con todas las funciones y la gestión de la información localizadas en un único punto, solución que, aunque proporciona una visión global de la microrred, depende de forma crítica de un sistema de comunicación fiable y eficiente. El control centralizado envía comandos basados en información obtenida de todo el sistema y requiere una compleja red de comunicación (en general bidireccional) que afecta a la flexibilidad y fiabilidad del sistema. Como se basa en una entidad central que gestiona gran cantidad de datos, es vulnerable a fallos. Por su parte, un sistema descentralizado (donde todas las funciones son realizadas por controladores locales en cada DG que operan de manera independiente) no precisa una comunicación tan detallada y permite una fácil reconfiguración, pero no es adecuado para realizar una gestión óptima de la microrred al no disponer de una visión general de la misma (Lopes et al., 2006). Ello aconseja la adopción de una estructura jerárquica de control, tal como se describe en la siguiente sección.

3.2. Niveles de control.

Los requerimientos de operación se suelen satisfacer mediante una estructura jerárquica de control (Dondi et al., 2002) (Lopes et al., 2007). Aunque casi todos los autores coinciden

en que existen tres niveles de control, hay diversas discusiones respecto al contenido de éstos. La idea más extendida, compartida por (Palizban et al., 2004)(Vasquez et al., 2010) (Bidram et al., 2014) (Brabandere et al., 2007), considera tres niveles asociados a distintas escalas de tiempo.

El nivel primario opera en una escala de tiempo rápida y mantiene la estabilidad de la tensión y la frecuencia durante cambios en la generación o en las cargas o tras el paso a modo isla. Este control se implementa localmente, enviando los puntos de consigna de los bucles de tensión y corriente de los convertidores de los DGs (o sistemas de almacenamiento cuando existan). Este nivel de seguridad y fiabilidad se encarga de que todos los DGs integrantes de la microrred se mantengan dentro de los márgenes establecidos de tensión y frecuencia incluso en caso de fallo del sistema de comunicaciones. Ver por ejemplo (García and Bordons, 2014).

Por su parte, el nivel secundario (Savaghebi et al., 2012) se encarga de asegurar que las desviaciones de tensión y frecuencia se regulan hacia cero ante un cambio de carga o de generación dentro de la microrred. Es el responsable de eliminar cualquier error en estado estacionario introducido por el control primario. También se usa para la sincronización con la red principal previa a la transición del modo isla al modo de conexión a red. En (Bidram et al., 2014) se revisan esquemas de control distribuido para este nivel.

El control terciario se utiliza para el control de los flujos de potencia entre la microrred y la red principal y para la operación óptima en escalas de tiempo más grandes (Bidram and Davoudi, 2012). Se ajustan los puntos de consigna de los inversores para gestionar los flujos de potencia, bien en sentido global (importación/exportación de energía) o bien en sentido local (prioridad en la generación de la energía necesaria). Aquí se tienen en cuenta criterios económicos. En este nivel se pueden incluir muchas estrategias de optimización, según las escalas de tiempo, pudiendo incluir la planificación y el despacho económico.

Sin embargo, en (Olivares et al., 2014) se presenta una clasificación ligeramente distinta. Aunque el nivel primario es similar, el nivel secundario se denomina Sistema de Gestión de la Energía (*Energy Management System*, EMS) e incluye el despacho óptimo según determinados criterios (similar al terciario de la clasificación previa) y además incluye las correcciones de frecuencia y tensión provocadas por el control primario. El nivel terciario se encarga de coordinar la microrred con la red principal y de coordinar la operación de microrredes interconectadas. Por otro lado, (Wang and Nehrir, 2008) plantea cuatro niveles de control, con una estructura similar a los anteriores, estableciendo un primer nivel para los dispositivos, un segundo nivel de operación de red, un tercer nivel de análisis y decisión de mercado y un cuarto nivel destinado a la aplicación de usuario, donde cada cliente puede establecer su papel en la microrred bajo su propio criterio de autoridad.

En las siguientes secciones de este artículo se tratará principalmente la optimización de la operación de la microrred, calculando los flujos de potencia en diferentes escalas de tiempo (considerado comúnmente como nivel terciario). No se abordará el tema de los niveles de control más bajos ni de las protecciones eléctricas, que pueden verse detallados por ejemplo

en (Vandoorn et al., 2013).

3.3. Metodologías de control empleadas

En los niveles primario y secundario se suele usar el denominado control de caída o *droop control* (Vasquez et al., 2010) para conectar diversos DGs y que se comporten como generadores síncronos. Este tipo de control se ha venido usando en sistemas de generación de potencia para los generadores síncronos conectados a red y se puede extender a DGs conectados mediante convertidores electrónicos. El método permite que diversos DGs trabajen en paralelo repartiéndose la carga de forma proporcional a su potencia nominal. Se puede demostrar que si todas las máquinas sincronizadas a un sistema tienen el mismo porcentaje de control de velocidad de caída (*droop*), compartirán la carga de manera proporcional a la carga base de la máquina (William D. Stevenson, 1975). Esto no se va a tratar en detalle en este artículo, que se centra más en el nivel terciario. El lector interesado puede referirse a (Vasquez et al., 2010) para más detalles de *droop control* en microrredes y uso de otras técnicas como el bucle de impedancia virtual (*Virtual Impedance Loop*).

En muchos casos, la gestión de flujos de energía en microrredes se hace con algoritmos de tipo heurístico (Gu et al., 2010). La estrategia heurística más usada recibe el nombre de estrategia de control por banda de histéresis (Ulleberg, 2003) y se basa en mantener el nivel del almacenamiento en una banda, procediendo a su carga o descarga cuando éste se sale de la zona marcada. El funcionamiento detallado del método así como la aplicación de otros métodos a microrredes con almacenamiento en forma de hidrógeno puede encontrarse en (Valverde, 2013).

También se han aplicado estrategias basadas en controladores con lógica borrosa, como se muestra en (Bilodeau and Agbossou, 2006). Adicionalmente, una combinación de lógica borrosa y el apoyo de otro tipo de controlador, como los controladores *feedforward* permiten realizar una estrategia anticipatoria (Stewart et al., 2009). También se han empleado métodos en el campo de la inteligencia artificial como redes neuronales, de manera aislada o combinados con controladores de lógica borrosa, y algoritmos basados en teoría de juegos (Mojica-Nava et al., 2014).

Se pueden encontrar muchas estrategias basadas en Control Predictivo (*Model Predictive Control*, MPC)(Camacho and Bordons, 2010), como las presentadas en (Ferrari-Trecate et al., 2004) para redes que incluyen turbinas de gas y de vapor. Una ventaja de este método es su capacidad para integrar las predicciones de generación y de demanda así como una estimación de los precios de la energía. Existen desarrollos de controladores óptimos para redes con generación renovable distribuida y almacenamiento eléctrico en baterías en (Negenborn et al., 2009). En el caso de sistemas de almacenamiento híbrido, el MPC parece ser una buena solución, como se muestra en (Del Real et al., 2007), (Greenwell and Vahidi, 2010). En (Nguyen and Crow, 2012) se emplea Programación Dinámica para maximizar el beneficio diario y la eficiencia del sistema de almacenamiento durante las cargas y descargas. En (Valverde et al., 2013a) se muestran resultados del uso de técnicas de MPC centralizado. En determinadas ocasiones aparecen también varia-

bles de tipo conexión/desconexión o cambio en el comportamiento de los equipos durante la operación (por ejemplo distinta eficiencia de carga y descarga en las baterías), en cuyo caso el problema es un MPC híbrido, como el mostrado en (García and Bordons, 2013a).

El uso de estrategias de MPC distribuido (Maestre and Negenborn, 2014) puede resolver diversos problemas en la operación. En primer lugar, los DGs pueden tener distintos propietarios, lo que conlleva que muchas decisiones se deban tomar de forma local, haciendo difícil un control centralizado. Además las microrredes pueden operar en un mercado liberalizado, lo que hace que las acciones locales se deban calcular teniendo en cuenta las acciones de los otros agentes. Este tema resulta de especial interés en el caso de microrredes conectadas entre sí.

En escalas de tiempo más grandes existen diversos trabajos sobre la optimización del dimensionamiento de la microrred, intentando optimizar los costes de operación en tiempo de meses o incluso años. En (Hakimi et al., 2013) se presenta una aplicación a una microrred para una zona residencial usando algoritmos genéticos, en la que se calcula tanto el número necesario como la capacidad de los distintos componentes de la microrred, incluyendo generación solar y eólica y distintos tipos de almacenamiento, así como la gestión combinada de electricidad y calor (*Combined Heat and Power*, CHP).

4. Operación óptima

En esta sección se aborda el problema de la operación óptima de una microrred a nivel de cálculo de flujos de energía, correspondiente al nivel terciario de la estructura jerárquica. Se presenta un controlador operando a una escala de tiempo pequeña, lo que permite la reacción a las perturbaciones tanto en la generación renovable como en los cambios en la demanda eléctrica. Además, se tiene en cuenta el intercambio de energía con la red principal y el coste asociado a ello. Se presenta una aplicación desarrollada sobre una microrred real a escala de laboratorio con generación renovable y almacenamiento híbrido, que incluye baterías eléctricas e hidrógeno. El controlador va calculando en tiempo real las potencias que deben inyectar en la microrred cada uno de los sistemas de almacenamiento para ajustar la generación renovable y la demanda, haciendo uso de la red externa cuando sea necesario. El cálculo de dichas potencias se hace minimizando una función de coste que considera parámetros económicos e incluyendo predicciones del aporte renovable, mediante un controlador MPC. Este tipo de control se puede encontrar también en otras aplicaciones, como Prodan and Zio (2014) donde se presenta un MPC para otro tipo de microrred que incluye tolerancia a fallos, o en Xie and Ilic (2008), Xie and Ilic (2009) para el despacho en sistemas eléctricos de potencia considerando criterios económicos y medioambientales.

4.1. Descripción de la microrred de laboratorio

La motivación de la construcción de la microrred fue el desarrollo de una instalación experimental flexible para la investigación en la integración de las energías renovables con el

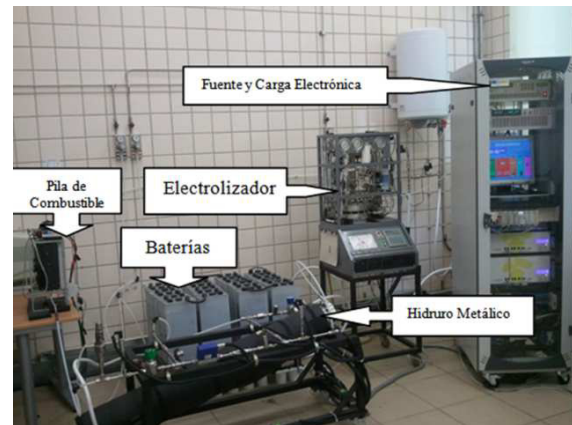


Figura 3: Microrred experimental

vector hidrógeno. La instalación tiene especiales características que le permiten implementar y estudiar diferentes modos de operación y estrategias de control. El sistema dispone de una estructura modular con el objetivo de alcanzar un alto grado de flexibilidad en relación a las topologías de sistemas y componentes que pueden ser investigados Valverde et al. (2013a). Los principales componentes son una fuente electrónica programable para emular diversas fuentes de energía renovable (solar, eólica, mareomotriz, etc.), un electrolizador tipo PEM (*Proton Exchange Membrane*) para la producción de hidrógeno, un depósito de hidrógeno basado en hidruros metálicos, un banco de baterías de plomo-ácido, una pila de combustible tipo PEM y finalmente una carga electrónica programable para emular diferentes condiciones de demanda, como una vivienda o un vehículo eléctrico. La instalación dispone además de todos los dispositivos auxiliares para el correcto funcionamiento de la planta. Tales como: desionizador de agua, agua de refrigeración y calefacción, nitrógeno para inertización, detectores de fugas, etc. La figura 3 muestra una imagen del sistema donde se pueden observar los equipos principales anteriormente mencionados. La figura 4 muestra un esquema de la planta, cuyas características técnicas se encuentran resumidas en la Tabla 1.

Para la operación de la microrred hay que tener en cuenta que, normalmente, la energía producida no coincidirá con la demandada. Entonces, el posible exceso de energía procedente

Tabla 1: Equipamiento de la microrred de Laboratorio

Equipo	Valor nominal
Fuente Electrónica programable	6 kW
Carga Electrónica programable	2.5 kW
Electrolizador PEM	0.23 Nm ³ /h a 1 kW
Depósito de hidruros metálicos	7 Nm ³ , 5 bar
Pila de combustible PEM	1.5 kW a 20 Ni
Banco de baterías plomo-ácido	C120=367 Ah
Purificador de agua	3 L/h a 15MΩ
PLC	M340-Canbus
Convertidores DC-DC	1.5kW, 1 kW

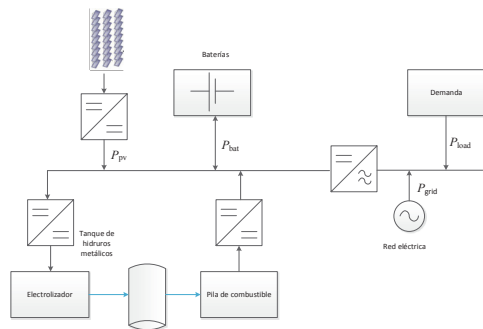


Figura 4: Esquema de la microrred

de la fuente renovable puede ser almacenado en las baterías o mediante la producción de hidrógeno a través del electrolizador (mediante el proceso de electrolisis). El hidrógeno producido en este proceso se almacena en el tanque de hidruros metálicos. Finalmente la pila de combustible hace uso del hidrógeno cuando es necesario suplir la demanda por ausencia de generación de potencia de la fuente renovable. Este tipo de almacenamiento híbrido permite estrategias de operación del almacenamiento en dos escalas de tiempo: la batería puede absorber/aportar pequeñas cantidades de energía en los transitorios rápidos mientras que el hidrógeno suplementa las variaciones más grandes. Adicionalmente, se dispone de conexión a la red principal, con la que también se puede intercambiar energía cuando sea necesario.

4.2. Formulación del controlador

En esta sección se describe la formulación de un controlador predictivo para gestión de la energía en la microrred, considerando restricciones y costes de operación. Se ha empleado un controlador MPC lineal con restricciones, en el cual la solución del problema de optimización se realiza mediante Programación Cuadrática (*Quadratic Programming*, QP), cuya formulación detallada puede encontrarse en Bordons et al. (2012).

El esquema de control propuesto se muestra en la figura 5, donde se han asignado al controlador cuatro variables manipulables, la potencia de la pila de combustible (P_{fc}), la potencia del electrolizador (P_{ez}), la potencia importada o exportada de la red eléctrica (P_{grid}) y lo que se ha definido como potencia neta (P_{net}). Esta variable permitirá satisfacer la demanda eléctrica en el sistema, ya que se corresponde con la diferencia entre la potencia generada y demandada que el sistema tratará de compensar. Las salidas del sistema se han definido como estado de carga de las baterías (*State Of Charge*, SOC) y el nivel del tanque de hidruros metálicos (NHM). Como muestra el esquema de la figura 5, se ha añadido una perturbación en la variable de control P_{net} . Esta estrategia permite incluir la potencia demanda

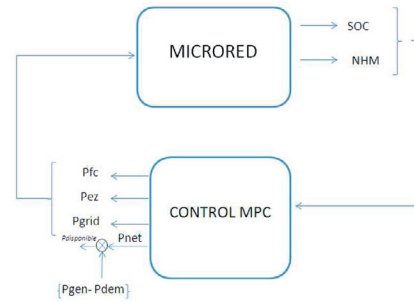


Figura 5: Esquema del controlador predictivo propuesto

y la generada en el esquema, en la forma de una perturbación. En este diseño, el controlador fuerza a la potencia neta a cero. Como resultado, la potencia disponible en la microrred corresponde precisamente con la diferencia entre la potencia generada y demandada. Luego, mediante el empleo del resto de variables correspondientes al electrolizador, pila de combustible y conexión con la red eléctrica (P_{ez} , P_{fc} , P_{grid}), el controlador buscará equilibrar esta diferencia de manera óptima.

Para finalizar la formulación del controlador, se presenta la función de coste diseñada, que viene dada por la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 J = & \sum_{k=1}^{N_u} [\alpha_1 P_{fc}^2(t+k) + \alpha_2 P_{ez}^2(t+k) + \alpha_3 P_{grid}^2(t+k) + \\
 & + \alpha_4 P_{net}^2(t+k) + \beta_1 \Delta P_{fc}^2(t+k) + \beta_2 \Delta P_{ez}^2(t+k) + \\
 & + \beta_3 \Delta P_{grid}^2(t+k) + \beta_4 \Delta P_{net}^2(t+k)] + \\
 & + \sum_{k=1}^N [\gamma_1 (SOC(t+k) - SOC^{ref}) + \gamma_2 (MHL(t+k) - MHL^{ref})]
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

Donde N representa el horizonte de predicción, N_u el de control, α_i son los pesos asociados al uso de los equipos, mientras que β_i son los pesos asociados a las variaciones de potencia de los mismos. El error en el seguimiento de las referencias se penaliza con los pesos γ_i . Tanto los pesos de la función de coste, como los valores de horizontes de control, de predicción y tiempo de muestreo se han ajustado mediante simulaciones empleando una herramienta de simulación informática desarrollada en Valverde et al. (2013b).

4.3. Resultados experimentales

El controlador predictivo descrito anteriormente ha sido implementado en la instalación experimental para verificar su funcionamiento en condiciones reales de operación. Los resultados experimentales obtenidos se muestran en la figura 6. En este experimento se representa el caso de un día despejado con alto nivel de irradiancia. En este caso se tiene como fuente renovable un campo fotovoltaico que genera 15.9 kWh a lo largo del día y una demanda de una vivienda unifamiliar típica, que a lo largo del día se corresponde con 14.7 kWh de consumo eléctrico.

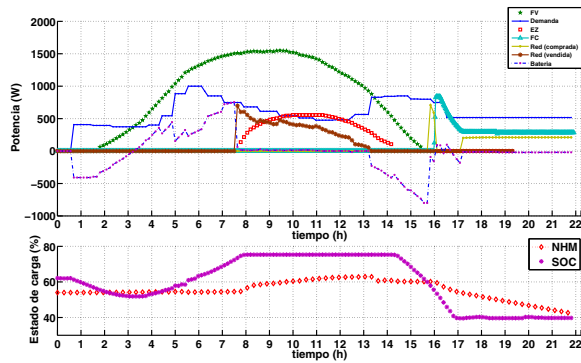


Figura 6: Resultados en un día despejado

En el experimento, desarrollado durante 24 horas, se puede observar cómo el controlador propuesto gestiona satisfactoriamente la energía en la planta. Se puede observar que el electrolizador se activa cuando las baterías se han cargado al 75 %, la irradiancia sigue siendo muy alta y entonces se necesita almacenar la energía en forma de hidrógeno. El electrolizador incrementa su consumo de forma suave gracias al diseño de la función de coste, de manera que en los primeros instantes el grueso del exceso de energía se vende a la red y paulatinamente, la energía exportada va disminuyendo mientras que el electrolizador consume más potencia, según el óptimo calculado por la función de coste. La potencia de la pila de combustible sigue un patrón parecido al funcionamiento del electrolizador. Cuando las baterías alcanzan el límite inferior, la pila se activa. Mientras que va aumentándose la potencia producida por la pila de combustible, la red asume el transitorio de potencia requerida por la demanda. Finalmente, la potencia importada de la red y pila de combustible se reparten el suministro de la potencia demandada de acuerdo al óptimo establecido por la función de coste.

El siguiente experimento muestra en esta ocasión la actuación del controlador MPC en un escenario de bajo nivel de irradiancia, con nubosidad frecuente, lo cual somete al sistema de control a una dura prueba. Se observa en la figura 7 cómo existe un déficit de energía durante la práctica totalidad del ensayo, que es suplido de diferentes formas. En la primera parte, cuando suceden fuertes fluctuaciones de potencia, el control determina que el coste de cubrir esa energía con la pila de combustible es demasiado elevado y usa la energía de la red eléctrica para ello. Por el contrario, en la segunda mitad del experimento, cuando las fluctuaciones de la nubosidad han desaparecido, el control determina usar la pila de combustible para suplir el déficit de energía. El controlador actúa como un filtro, protegiendo la pila de combustible de las fuertes fluctuaciones características del día nublado a la vez que hace un reparto óptimo de la carga. Se confirma por tanto, que funciona adecuadamente, acorde al diseño realizado.

Se observa que el comportamiento en ambos experimentos viene dictado en gran manera por los pesos de la función de coste. En Valverde (2013) se puede encontrar un estudio más deta-

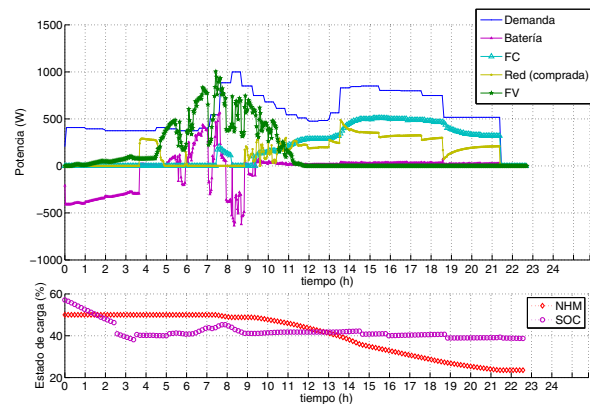


Figura 7: Resultados en un día nublado

llado sobre la sintonización de los parámetros y experimentos de operación de la planta en otras situaciones, como días nublados o aporte de generación eólica.

4.4. Variaciones del método

Existen otros trabajos donde se desarrollan controladores predictivos para esta misma microrred o similares. Por ejemplo, en (Salazar et al., 2013) se presenta un MPC híbrido en el que se incluyen como variables de decisión los tiempos de arranque y parada de la pila y el electrolizador. De esta manera se puede evitar un arranque y parada frecuente de estos equipos, lo que redundaría en la mejora de su durabilidad. Por su parte, en (García and Bordons, 2013a) se resuelve un MPC cuya función objetivo incluye los costes asociados al almacenamiento, tanto los asociados a la degradación de los equipos como los de operación y mantenimiento. El problema de control híbrido se resuelve con Programación Cuadrática Entera Mixta (*Mixed Integer Quadratic Programming, MIQP*).

Esta optimización va normalmente asociada a una capa superior de planificación (*scheduling*) que se realiza fuera de línea para el día siguiente, usando las predicciones de generación (asociadas a variables meteorológicas), de la demanda y de los precios de la energía. Este tema se abordará en la sección siguiente. En (Rigo-Mariani et al., 2013) se comparan diversas estrategias para la planificación de la operación diaria de la red, analizando métodos como Algoritmos Genéticos, Programación Dinámica y Programación Lineal.

5. Integración de las microrredes en el mercado eléctrico

En esta sección se presenta la integración de una microrred en el mercado eléctrico, aportando soluciones basadas en MPC tanto para la planificación diaria e intradiaria como para el servicio de regulación, en escalas de tiempo de segundos. Se desarrolla para una microrred con generación renovable (plantas fotovoltaica y eólica) y un sistema de almacenamiento híbrido, formado por elementos eléctricos (baterías y supercondensadores) e hidrógeno.

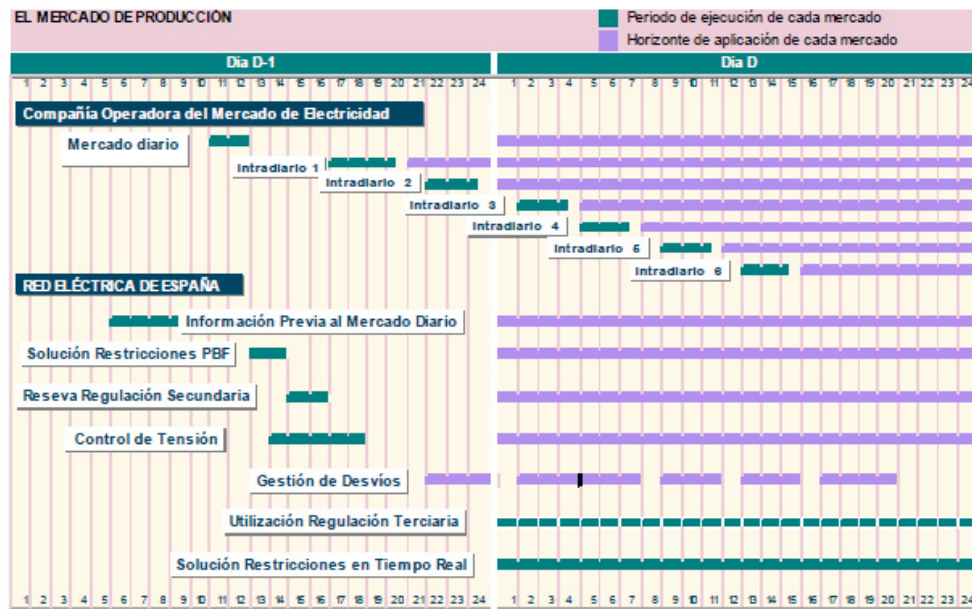


Figura 8: Estructura y gestión del mercado eléctrico de la península ibérica (Fuente: REE)

5.1. El mercado eléctrico

El mercado eléctrico es un sistema complejo donde se genera en cada instante la cantidad de energía necesaria para abastecer las variaciones de carga que el consumo necesita en cada instante (Pinson et al., 2007; Holttinen, 2005). El intercambio de energía primero tiene lugar en el mercado diario, donde los agentes¹ de mercado (compradores y vendedores) tienen que proponer antes del cierre de la sesión la cantidad de energía y el precio de venta para cada uno de los periodos en los que se divide el mercado diario. Una vez realizada la casación de energía los agentes son responsables de cualquier desvío de energía en las ofertas realizadas. Ciertos mercados eléctricos contemplan también la posibilidad de realizar acciones correctivas a las ofertas realizadas en sesiones de mercado intradiario que tienen lugar en el desarrollo del periodo de planificación energética del mercado diario. En la figura 8, se pueden observar los distintos mecanismos de gestión y estructura que rigen el mercado eléctrico de la península ibérica y que son muy similares a los usados en otras partes del mundo.

El funcionamiento de los sistemas eléctricos se encomienda habitualmente a dos entidades independientes, que son el Operador del Mercado² y el Operador del Sistema³. El Operador

¹Entidad que puede acudir como participante en el mercado eléctrico, tanto para compra como venta de energía. Pueden actuar como agentes del mercado los productores, distribuidores y comercializadores de electricidad, así como los consumidores cualificados de energía eléctrica y las empresas o consumidores, residentes en otros países, que tengan la habilitación de agentes externos.

²Sociedad mercantil que asume la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica en el mercado diario e intradiario de energía eléctrica en los términos que reglamentariamente se establezcan.

³Sociedad mercantil que tiene como función principal garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sis-

tema de producción y transporte, ejerciendo sus funciones en coordinación con los operadores y sujetos del mercado de energía eléctrica bajo los principios de transparencia, objetividad e independencia. En algunos mercados, el Operador del Sistema es también el gestor de la red de transporte.

del Sistema tiene como misión asegurar la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica en tiempo real. Para variaciones rápidas de carga y problemas imprevistos en cuanto a la capacidad de generación, el Operador del Sistema tiene a su disposición reservas de energía, cuyo uso repercute en la aplicación de penalizaciones por desvío tanto positivo como negativo a los agentes de mercado que incumplen su planificación. Estas penalizaciones dificultan la introducción de las energías renovables en el mercado eléctrico de la energía. El mercado de energía diario cierra a las 8h del día anterior al cual la energía es producida, teniendo que hacer la planificación de generación para el día siguiente de 0-24h, usualmente distribuido por horas. Cualquier desviación respecto a esta planificación requiere de acciones correctivas en las sesiones de mercado intradiario, o bien, mediante la aplicación de las penalizaciones del operador del sistema en el mercado de servicio de regulación.

La introducción de los sistemas de almacenamiento de energía no sólo permitiría a las energías renovables actuar en el mercado de la energía pudiendo corregir las desviaciones frente a la planificación realizada, sino que además posibilitaría una planificación económica mejor facilitando la venta de energía en aquellos periodos en los que el precio es mayor. En funcionamiento en microrred, se podría comprar energía en aquellos periodos de menor precio de la energía para abastecer las cargas y autoabastecer a las cargas en aquellos periodos en los que el precio de la energía eléctrica es elevado.

5.2. Planificación del mercado diario de microrredes con almacenamiento híbrido usando MPC

En esta sección, se muestra la planificación económica de la microrred para el mercado diario (García and Bordons, 2013a). La explotación óptima de la microrred se basa en optimizar el flujo de energía entre los distintos recursos de la microrred, bien la compra/venta de energía con red, bien la generación de hidrógeno mediante el electrolizador (*elz*), carga(*car*)/descarga(*des*) de la batería (*bat*) o generación de electricidad mediante la pila de combustible (*pc*). La función de coste del controlador trata de minimizar el uso de cada subsistema de la microrred:

$$J = \sum_{h_i=1}^{24} (J_{red}(h_i) + J_{bat}(h_i) + J_{elz}(h_i) + J_{pc}(h_i)) \quad (2)$$

sujeto a las siguientes restricciones físicas:

$$P_{fv}(t_k) + P_{aero}(t_k) - P_{carga}(t_k) = P_{red}(t_k) + z_{elz}(t_k) - z_{pc}(t_k) + P_{bat}(t_k) \quad (3)$$

$$P_i^{min} \leq P_i(t_k) \leq P_i^{max}|_{i=red,elz,pc,bat} \quad (4)$$

$$SOC_{bat}^{min} \leq SOC_{bat}(t_k) \leq SOC_{bat}^{max} \quad (5)$$

$$LOH^{min} \leq LOH(t_k) \leq LOH^{max} \quad (6)$$

$$0 \leq \delta_i(t_k) \leq 1|_{i=elz,pc} \quad (7)$$

donde P_{fv} , P_{aero} y P_{carga} son, respectivamente, la previsión de potencia fotovoltaica, eólica y consumo de cargas por cada periodo de planificación de la microrred. Las variables SOC y LOH hacen referencia al estado de cargas de las baterías y el nivel de hidrógeno en el depósito de almacenamiento. La variable δ_i , muestra el estado lógico de encendido o apagado del electrolizador y la pila de combustible. Las variables $z_j(t_k)$, se definen como variables mixtas, enteras-lógicas según la ecuación siguiente.

$$z_j(t_k) = P_j(t_k) \cdot \delta_j(t_k)|_{j=elz,pc} \quad (8)$$

Las relaciones lógicas que se introducen pueden ser traducidas a inequaciones usando las relaciones definidas en (Bemporad and Morari, 1999) que se introducen como restricciones del controlador. Se detallan a continuación las funciones de coste que se emplean para resolver los distintos problemas.

5.2.1. Función de coste de la red

El coste de intercambio de energía viene dado por el precio de la energía en el mercado diario Γ^{DM} , que es diferente en compra y en venta. La potencia de venta a la red y la potencia de compra a la red vienen definidos por las variables P_{venta} y P_{compra}

$$J_{red} = \sum_{h_i=1}^{24} (-\Gamma_{venta}^{MD}(h_i) \cdot P_{venta}(h_i) + \Gamma_{compra}^{MD}(h_i) \cdot P_{compra}(h_i)) \cdot T_s \quad (9)$$

5.2.2. Función de coste de las baterías

El coste de uso de las baterías viene dado por la pérdida de vida útil en las mismas, que se produce por tres factores fundamentales que deben de evitarse: temperatura de trabajo, el número de ciclos de carga/descarga y altas corrientes de carga/descarga (Sikha et al., 2003; Ning et al., 2006; Arora et al., 1998), dando lugar a la siguiente función de coste:

$$J_{bat} = \sum_{h_i=1}^{24} \left(\frac{CC_{bat}}{2 \cdot Ciclos_{bat}} P_{bat,car}(h_i) \cdot T_s \cdot \eta_{bat,car} + Cost_{degr,car} \cdot P_{bat,car}^2(h_i) + \frac{CC_{bat}}{2 \cdot Cycles_{bat}} \frac{P_{bat,des}(h_i) \cdot T_s}{\eta_{des,bat}} + Cost_{degr,des} \cdot P_{bat,des}^2(h_i) \right) \quad (10)$$

donde CC_{bat} es el coste de adquisición de las baterías, $Ciclos_{bat}$ es el número de ciclos de vida de las baterías y η indica el rendimiento en carga y descarga de las baterías. El factor $Cost_{degr}$ penaliza las altas corrientes de carga y descarga que además provocan aumento en la temperatura de las baterías.

5.2.3. Función de coste del almacenamiento en ciclo de hidrógeno

El almacenamiento en ciclo de hidrógeno, habitualmente está compuesto por un electrolizador, un depósito de almacenamiento de hidrógeno y una pila de combustible. Variaciones de carga en los electrolizadores producen cambios en la presión diferencial que afectan a la resistencia mecánica de la membrana y degradación química de la misma. Los ciclos de encendido/apagado producen degradación mecánica debido al ciclo de presión y temperatura. También se produce degradación química causada por la polaridad incontrolada del conjunto de celdas o *stack*. Se forma peróxido de hidrógeno en el cátodo después del apagado con la consiguiente oxidación de la membrana y el soporte de carbono (Barbir, 2005; Görgün, 2006; Cargnelli, 2013). De la misma forma, variaciones de carga en la pila de combustible producen pérdidas de resistencia mecánica de la membrana debido al ciclado tanto térmico como de humectación de la misma. El funcionamiento frente a cargas fluctuantes produce degradación química de la membrana debido al ataque de radicales por mantener el *stack* a circuito abierto. Un ciclado frente cargas fluctuantes produce la disolución de partículas de platino en el cátodo. De la misma forma se puede dar el fenómeno conocido como *starvation*, el cual se produce cuando no se puede suministrar el oxígeno necesario para la corriente demandada. A su vez, ciclos de arranque y parada en la pila de combustible producen la corrosión del carbono en los electrodos (Suh, 2006; De Bruijn et al., 2008). Las funciones de coste del electrolizador y la pila de combustible que intentan

evitar estos fenómenos se definen en las ecuaciones siguientes:

$$J_{elz}(h_i) = \left(\frac{CC_{elz}}{Horas_{elz}} + Cost_{oym,elz} \right) \delta_{elz}(h_i) +$$

$$Cost_{arranque,elz} \cdot \sigma_{elz}^{on}(h_i) + Cost_{apagado,elz} \cdot \sigma_{elz}^{off}(h_i) + Cost_{degr,elz} \cdot \vartheta_{elz}^2(h_i) \quad (11)$$

$$J_{pc}(h_i) = \left(\frac{CC_{pc}}{Horas_{pc}} + Cost_{oym,pc} \right) \delta_{pc}(h_i) +$$

$$Cost_{arranque,pc} \cdot \sigma_{pc}^{on}(h_i) + Cost_{apagado,pc} \cdot \sigma_{pc}^{off}(h_i) + Cost_{degr,pc} \cdot \vartheta_{pc}^2(h_i) \quad (12)$$

donde CC indica el coste de adquisición de los equipos, $Horas$ indica el número de horas de vida de los equipos, $Cost_{arranque}$ y $Cost_{apagado}$ indican el coste por la degradación que sufren los equipos por encendido y apagado. El término $Cost_{degr}$ cuantifica la degradación frente a cargas fluctuantes de los equipos. Los estados lógicos de encendido y apagado de los equipos se pueden definir con las relaciones siguientes:

$$\sigma_j^{on}(t_k) = \max(\delta_j(t_k) - \delta_j(t_{k-1}), 0) |_{j=elz,pc} \quad (13)$$

$$\sigma_j^{off}(t_k) = \max(\delta_j(t_{k-1}) - \delta_j(t_k), 0) |_{j=elz,pc} \quad (14)$$

Usando las leyes de Karnaugh, pueden ser definidas con las siguientes variables lógicas:

$$\sigma_j^{on}(t_k) = \delta_j(t_k) \wedge (\sim \delta_j(t_{k-1})) |_{j=elz,pc} \quad (15)$$

$$\sigma_j^{off}(t_k) = \delta_j(t_{k-1}) \wedge (\sim \delta_j(t_k)) |_{j=elz,pc} \quad (16)$$

Estas relaciones se pueden a su vez traducir a inequaciones según se muestra en (Bemporad and Morari, 1999), siendo introducidas como restricciones en el controlador.

Se define el estado lógico de degradación ($\chi_j(t_k)$), como todos los momentos en los que los equipos están encendidos salvo en los momentos de encendido y apagado:

$$\chi_j(t_k) = (\delta_j(t_k) \wedge \delta_j(t_{k-1})) \quad (17)$$

La variable $\vartheta_j(t_k)$, es una variable entera-lógica que tiene en cuenta todos los estados de variación de potencia de los equipos, salvo en los momentos de encendido y apagado.

$$\vartheta_j(t_k) = \Delta z(t_k) \cdot (\delta_j(t_k) \wedge \delta_j(t_{k-1})) |_{j=elz,pc} \quad (18)$$

En la figura 9 se muestran los resultados de la planificación económica de la microrred usando técnicas MPC. El problema planteado es de Programación Mixta Cuadrática (*Mixed Integer Quadratic Programming*, MIQP). Como se puede observar la compra y venta de energía con la red eléctrica se realiza en los momentos de mayor beneficio económico, al tiempo que las potencias de carga y descarga de las baterías se minimizan, al igual que las horas de funcionamiento del electrolizador y la pila de combustible. También se minimizan los encendidos y apagados del electrolizador y la pila de combustible, así como las variaciones de carga aplicadas al electrolizador y la pila de combustible.

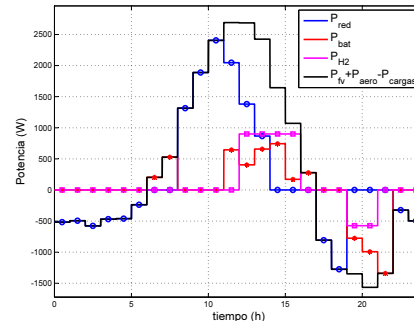


Figura 9: Resultados de la planificación económica de la microrred usando MPC

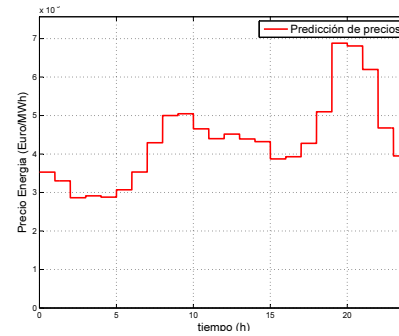


Figura 10: Predicción de precios de la energía en el mercado diario

5.3. Mercado intradiario de microrredes con almacenamiento híbrido usando MPC

El mercado intradiario es un mercado de ajustes de los desvíos en generación o en demanda que se pueden producir con posterioridad a haberse fijado el Programa Diario Viable Definitivo. Las diferentes causas por las que los agentes pueden querer variar su previsión de generación o consumo pueden deberse a averías o a un cambio de previsión en las centrales de producción de energía renovable. Este mercado está organizado en seis sesiones (ver Tabla 2), cada una con un horizonte de programación menor, donde pueden presentar ofertas de compra o venta de energía tan sólo aquellos agentes que hayan participado en la sesión del mercado diario y en aquellos periodos en los que hayan participado. El programa de transacciones resultante de cada mercado intradiario es analizado y aprobado por el Operador del Sistema para garantizar el cumplimiento de los

Tabla 2: Sesiones del Mercado Intradiario

Sesión	Primera	Segunda	Tercera	Cuarta	Quinta	Sexta
Apertura	16.00h	21.00h	01.00h	04.00h	08.00h	12.00h
Horizonte	21-24h	1-24h	5-24h	8-24h	12-24h	16-24h
Schedule	28 h	24 h	20 h	17 h	13 h	9 h

critérios de seguridad, generando el Programa Horario Final.

$$J_{red}(h_i) = -\Gamma_{venta}^{MD}(h_i) \cdot P_{venta}^{MD}(h_i) + \Gamma_{compra}^{MD}(h_i) \cdot P_{compra}^{MD}(h_i) + \Gamma_{venta}^{MI}(h_i) \cdot P_{venta}^{MI}(h_i) \cdot \delta_{red}(h_i) - \Gamma_{compra}^{MI}(h_i) \cdot P_{compra}^{MI}(h_i) \cdot \delta_{red}(h_i) \quad (19)$$

$$\delta_{red}(h_i) = \begin{cases} 1 & P_{red}^{MD}(t_k) \neq 0 \\ 0 & P_{red}^{MD}(t_k) = 0 \end{cases} \quad (20)$$

Tan sólo en aquellos instantes en los que se había planificado un intercambio de energía en el mercado diario, pueden ser ampliados o disminuidos mediante la venta o compra de energía en el mercado intradiario. Para cumplir con esta especificación se introduce la variable lógica $\delta_{red}(h_i)$, la cual tiene valor 1 en aquellos periodos horarios en los que se tiene participación del mercado diario y 0 en aquellos en los que no se tiene. El producto de esta variable lógica por la energía intercambiada con la red da lugar a las variables mixtas z_{venta} y z_{compra} las cuales se introducen como restricciones en la minimización.

$$P_{grid}(h_i) = P_{sale}^{sch}(h_i) - P_{pur}^{sch}(h_i) + z_{sale}(h_i) - z_{pur}(h_i) \quad (21)$$

Teniendo en cuenta las consideraciones hechas en el nivel de control del mercado intradiario de la microrred, se introduce la función de coste de la red que se define a continuación, donde los horizontes de control y de predicción son definidos según la sesión del mercado intradiario en la que se esté actuando.

$$J = \sum_{h_i=1}^{SH} (J_{grid}(h_i) + J_{bat}(h_i) + J_{elc}(h_i) + J_{fc}(h_i)) \quad (22)$$

El resto de funciones de coste para el resto de sistemas de la microrred que se usaron en el mercado diario ecuaciones (10)-(12), es válido para el mercado intradiario. En la gráfica de la figura 11, se puede observar cómo se modifica el uso de los sistemas de almacenamiento para gestionar el mercado intradiario respetando la planificación realizada en el mercado diario.

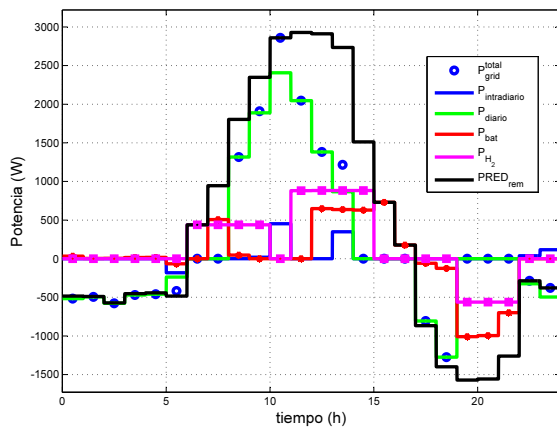


Figura 11: Planificación Mercado Intradiario

5.4. Servicio de regulación en microrredes con almacenamiento híbrido usando MPC

El servicio de regulación permite ajustar la generación a la demanda y mantener el suministro eléctrico a la frecuencia establecida. El uso de la penalización por desvío es un incentivo para que los agentes de mercado cumplan con la planificación realizada. Existen tres niveles de regulación, la regulación primaria cuyo objetivo es la corrección automática (en 30 segundos) de los desequilibrios instantáneos de frecuencia por medio de los reguladores de velocidad y según la propia inercia de las máquinas o instalaciones de generación. Este servicio es obligatorio y no tiene una remuneración adicional. La regulación secundaria permite al operador del sistema disponer de una reserva de capacidad disponible muy flexible (deben responder en 30 segundos en caso de contingencia) para resolver desequilibrios significativos entre generación y demanda. El servicio de regulación secundaria es gestionado por zonas de regulación/agrupaciones de centrales con capacidad de prestar el servicio de regulación secundaria, a requerimiento automático del programa de control de la generación del operador del sistema, con exigencias de respuesta con constante de tiempo de 100 segundos. El servicio de regulación terciaria es de carácter obligatorio para las unidades de producción que pueden ofrecerlo. Así, todas las unidades de generación del sistema que pueden variar su producción en un tiempo no superior a 15 minutos y mantener la variación durante 2 horas deben ofrecer toda su capacidad excedentaria (no contratada en otros mercados o servicios) al operador del sistema. La disposición de sistemas de almacenamiento de energía permite disponer de margen de regulación propio para no tener que ser penalizado por desvíos, pero además permite vender esta capacidad de regulación en el caso de no ser necesaria. Los históricos meteorológicos se almacenan en la estación meteorológica cada diez minutos, por lo que, cada hora se divide en intervalos de 10 minutos y se impone un horizonte de control de 3 horas (18 instantes de control) para cumplir con el requerimiento de la red de mantener durante 2 horas la energía planificada en el mercado de servicio de regulación. La función a minimizar en el MPC viene dada por:

$$J(t_k) = J_{red}^{RM}(t_k) + J_{uc}^{RM}(t_k) + J_{bat}^{RM}(t_k) + J_{H_2}^{RM}(t_k) \quad (23)$$

A continuación se particulariza esta ecuación para cada sistema de almacenamiento, ya que ahora las funciones objetivo son distintas al problema previo.

5.4.1. Función de Coste de la Red

La función de coste de la red viene dada por el coste de la penalización por desvío por encima o por debajo de lo planificado con el operador de mercado en el mercado de intradiario.

$$J_{red}^{MR}(t_k) = \sum_{j=1}^{j=18}$$

$$\Gamma_{subir,reg}^{MR}(t_{k+j}) \cdot (P_{red}(t_{k+j}) - P_{red}^{MI}(h_i)) \cdot \delta_{subir,reg}(t_{k+j}) - \Gamma_{bajar,reg}^{MR}(t_{k+j}) \cdot (P_{red}(t_{k+j}) - P_{red}^{MI}(h_i)) \cdot \delta_{bajar,reg}(t_{k+j}) \quad (24)$$

donde,

$$\delta_{subir,reg}(t_k) = \begin{cases} 1 & (P_{red}(t_k) - P_{grid}^{MI}(h_i)) \geq 0 \\ 0 & (P_{red}(t_k) - P_{red}^{MI}(h_i)) < 0 \end{cases} \quad (25)$$

$$\delta_{bajar,reg}(t_k) = \begin{cases} 0 & (P_{red}(t_k) - P_{red}^{MI}(h_i)) \geq 0 \\ 1 & (P_{red}(t_k) - P_{red}^{MI}(h_i)) < 0 \end{cases} \quad (26)$$

5.4.2. Función de Coste del Supercondensador

La función de coste del supercondensador gestiona este sistema de almacenamiento de energía para que esté siempre disponible para acciones correctivas ante imprevistos de consumo de carga o de generación, manteniéndolo en un nivel de referencia de estado de carga intermedio.

$$J_{sc}(t_k) = \sum_{j=1}^{j=18} w_{sc} \cdot (SOC_{sc}(t_{k+j}) - SOC_{sc}^{ref})^2 \quad (27)$$

5.4.3. Función de coste de las baterías

La función de coste para el uso de las baterías en el nivel de control de la regulación de servicio, viene dada por una penalización del desvío respecto a la planificación dada en los mercados intradiarios, dado que las desviaciones en el corto plazo (3h) pueden afectar a la planificación realizada a largo plazo (3h-24h). Notese que la desviación del estado de carga de las baterías tan sólo se tiene para el instante final del horizonte de control, el resto de los instantes la planificación del almacenamiento de energía la realiza el MPC de regulación de servicio o la planificación en el corto plazo. Los distintos aspectos de degradación comentados anteriormente también deben ser incluidos en la función de coste.

$$\begin{aligned} J_{bat}(t_k) = & \\ & w_{bat} \cdot (SOC_{bat}(t_{k+18}) - SOC_{bat}^{IM}(t_{k+18}))^2 \\ & + \frac{1}{6} \sum_{j=1}^{j=18} \left(\frac{CC_{bat}}{2 \cdot Cycles_{bat}} \left(\frac{P_{bat,dis}(t_{k+j})}{\eta_{dis,bat}} \right. \right. \\ & \left. \left. + P_{bat,ch}(t_{k+j}) \cdot \eta_{bat,ch} \right) \right) \\ & + Cost_{degr,dis} \cdot P_{bat,dis}^2(t_{k+j}) \\ & + Cost_{degr,ch} \cdot P_{bat,ch}^2(t_{k+j}) \end{aligned} \quad (28)$$

5.4.4. Función de Coste del Almacenamiento en Ciclo de Hidrógeno

De manera similar a las baterías, la función de coste para el uso del almacenamiento en ciclo de hidrógeno en el nivel de control de la regulación de servicio, viene dado por una penalización del desvío respecto a la planificación dada en los mercados intradiarios, dado que las desviaciones en el corto plazo (3h) pueden afectar a la planificación realizada a largo plazo (3h-24h). Los distintos aspectos de degradación comentados anteriormente también deben ser incluidos en la función

de coste.

$$\begin{aligned} J_{H_2}(t_k) = & \\ & w_{H_2} \cdot (LOH(t_{k+18}) - LOH^{MM}(t_{k+18}))^2 \\ & \sum_{j=1}^{j=18} \left(\left(\frac{1}{6} \frac{CC_{elz}}{Horas_{elz}} + Cost_{oym,elz} \right) \delta_{elz}(t_{k+j}) \right. \\ & + Cost_{encendido,elz} \cdot \sigma_{elz}^{on}(t_{k+j}) \\ & + Cost_{apagado,elz} \cdot \sigma_{elz}^{off}(t_{k+j}) \\ & + Cost_{degr,elz} \cdot \vartheta_{elz}^2(t_{k+j}) \\ & \left. + \left(\frac{1}{6} \frac{CC_{pc}}{Horas_{pc}} + Cost_{oym,pc} \right) \delta_{pc}(t_{k+j}) \right. \\ & + Cost_{startup,pc} \cdot \sigma_{pc}^{on}(t_{k+j}) \\ & + Cost_{shutdown,pc} \cdot \sigma_{pc}^{off}(t_{k+j}) \\ & \left. + Cost_{degr,pc} \cdot \vartheta_{pc}^2(t_{k+j}) \right) \end{aligned} \quad (29)$$

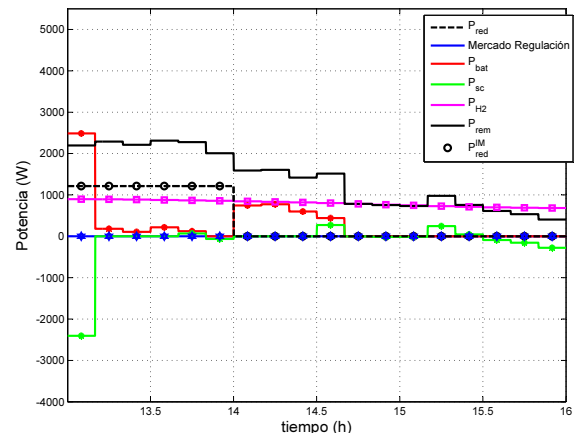


Figura 12: Planificación en el Mercado de Regulación

5.4.5. Resultados

El controlador MPC para el servicio de regulación es el último nivel por encima de reparto de cargas en tiempo real. Se ejecuta media hora antes de cada hora planificada con un horizonte de predicción de 3 horas. Este corto horizonte propicia la acción del supercondensador. Como se muestra en la figura 12, el algoritmo envía una referencia constante al electrolizador para todos los instantes de trabajo, minimizando así los efectos de degradación. También se minimizan las desviaciones por desvío así como la corriente de pico de carga en las baterías, cuyo perfil de carga es suave. El supercondensador se mantiene sobre su SOC de referencia y también se sigue el nivel deseado de almacenamiento de hidrógeno (figura 14). Se observa por tanto que el MPC diseñado permite seguir las referencias planificadas a largo plazo ajustando las peticiones a los sistemas

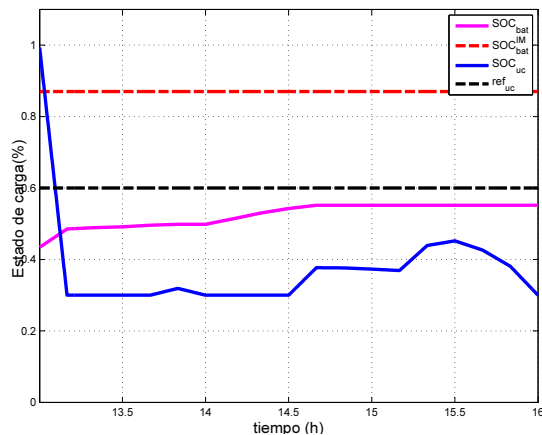


Figura 13: Seguimiento de la planificación del estado de carga

de almacenamiento para cumplir los requisitos de operación de éstos.

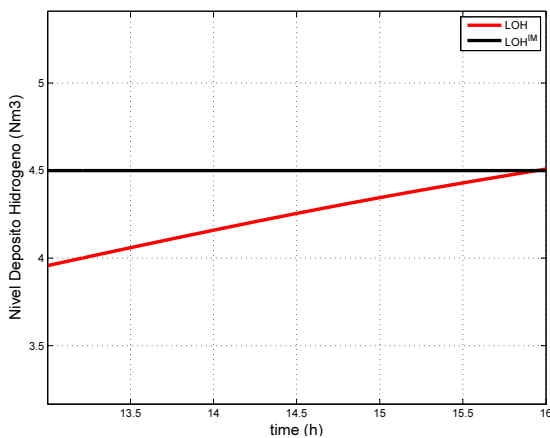


Figura 14: Seguimiento de la planificación del nivel del hidrógeno

6. Líneas abiertas

Existen numerosas líneas abiertas relacionadas con el control de microrredes. En cuanto al control de variables eléctricas, en la actualidad se están dedicando esfuerzos al diseño de esquemas especiales de protección y sistemas de control que garanticen una operación segura y económicamente eficiente de la microrred tanto en modo aislado como conectado a red, incluido el rediseño de los esquemas de protección al nivel de distribución para tener en cuenta los flujos de energía bidireccionales. Pero es en la gestión y planificación óptimas de la microrred en las distintas escalas de tiempo donde más campos abiertos existen. Uno de estos campos de interés está relacionado con la integración de los vehículos eléctricos en las microrredes. Los sistemas Vehículo a Red (*Vehicle to Grid*, V2G) consisten en la utilización de las baterías de los coches eléctricos (incluyendo híbridos), durante los periodos en que éstos no se utilizan,

como almacenamiento de energía para una red eléctrica. Teniendo en cuenta el tamaño actual del parque automovilístico y que se prevé un incremento progresivo del número de vehículos eléctricos, la capacidad de almacenamiento de energía que se puede disponer en un futuro más o menos próximo es suficiente para poder acercarse de manera significativa la oferta y demanda en una microrred, y por tanto mejorar el comportamiento y la estabilidad del sistema eléctrico. Además, los sistemas V2G permiten plantear nuevos modelos de negocio donde aparecerían nuevos actores, como por ejemplo los Gestores de Carga, que serían responsables de la infraestructura de recarga, proporcionando servicio a los vehículos, vendiendo o comprando electricidad y estableciendo relaciones con los gestores de la red. En relación a ello, en los últimos años han aparecido en la literatura algoritmos de control para la carga de vehículos eléctricos en redes, en los que por un lado se busca un servicio óptimo de recarga respetando las preferencias del conductor y por otro lado garantizar el seguimiento de un determinado perfil de potencia en la red, considerando además diversas restricciones tanto en el vehículo, en la estación de carga y en la red. En (Deilami et al., 2011) (Richardson et al., 2012) se resuelve el problema mediante algoritmos de optimización en tiempo real, mientras que en (Giorgio et al., 2013) se presenta un algoritmo basado en MPC. También se han aplicado a la resolución del problema algoritmos distribuidos o jerárquicos (Bashash and Fathy, 2011) (Fan, 2011) (Galus et al., 2010). En general, la mayoría de los algoritmos en la literatura están centrados en las interacciones entre los usuarios y la compañía de suministro, que se resuelve principalmente mediante la resolución de algoritmos de optimización en tiempo real. También resulta de gran interés la gestión de las cargas de la microrred, en lo que se denomina "Gestión de la demanda" (*Demand Side Management*, DSM). En este sentido, resulta de interés diseñar esquemas apropiados para que los consumidores puedan reaccionar de forma activa a las necesidades de la red, desconectando o disminuyendo la potencia de las cargas en determinados momentos. De esta forma, las variables de decisión no son sólo las potencias de los DGs o el almacenamiento, sino que las cargas pueden también manipularse en cierta medida. En este sentido, la microrred o algunos de sus elementos pueden considerarse tanto productores de energía como consumidores, ya que pueden actuar de diversas maneras en diferentes instantes de tiempo. Para designar esta figura, se ha acuñado el término *prosumer*, que sirve para denominar a agentes que pueden actuar tanto como generadores (vendiendo energía cuando el precio es elevado) o como consumidores (comprando cuando no hay energía propia disponible). Al disponer de sistema de almacenamiento, el *prosumer* podrá operar para satisfacer un objetivo económico, considerando tanto la predicción de generación (asociada a pronósticos del tiempo en el caso de renovables) como la situación cambiante de los precios y las posibles restricciones del operador de la red eléctrica (Rigo-Mariani et al., 2013). Esto abre nuevas posibilidades al desarrollo de algoritmos de optimización tanto para la planificación diaria de las microrredes como para la operación en tiempo real. Relacionado con lo anterior, surge el paradigma de las "Plantas de Potencia Virtuales" (*Virtual Power Plant*, VPP), que son microrredes

que desde el punto de vista de la red eléctrica operan como una planta de potencia clásica, tanto en cuanto a comportamiento eléctrico (potencia activa y reactiva, frecuencia, reserva rodante, etc.) como desde el punto de vista económico, formando parte del mercado tal como se ha mostrado en el apartado anterior. De esta forma, una planta de generación renovable se puede convertir en una planta despachable. Estas plantas pueden por tanto participar en el mercado en distintas escalas de tiempo, incluido el corto plazo y por tanto colaborar en el servicio de regulación (García and Bordons, 2013b), vendiendo energía a un precio muy alto para el mantenimiento de la frecuencia y de la estabilidad de la red. Esto las hace muy atractivas, por lo que el desarrollo de algoritmos de operación óptima de las VPPs es un tema con gran proyección de futuro.

7. Conclusiones

Este artículo ha presentado la problemática de control en las microrredes que integran generación renovable y diversas tecnologías de almacenamiento, describiendo las metodologías que abordan el problema. Se muestra cómo el paradigma de la microrred puede permitir una mayor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. También se han mostrado desarrollos de Control Predictivo para la operación óptima de microrredes y para su conexión a la red eléctrica formando parte del mercado en sus diversas escalas. Los casos estudiados incluyen diversas fuentes renovables y almacenamiento híbrido con hidrógeno, lo que permite gestionar el balance de energía en distintas escalas de tiempo. El desarrollo de controladores adecuados permitirá una participación competitiva de las energías renovables y la integración de las microrredes en el nuevo modelo de sistema eléctrico.

English Summary

Optimal Energy Management for Renewable Energy Microgrids.

Abstract

This paper deals with some issues related to optimal operation of microgrids, which are a group of loads, generators and energy storage systems that can be managed isolated or connected to the main grid, in a coordinated way in order to reliably supply electricity. The control problems and solution are addressed both for optimal dispatch and for the integration of the microgrid in the electricity market. Development of Model Predictive Controllers are presented for case studies that include several renewable sources (photovoltaic and wind) as well as hybrid storage using hydrogen. Some experimental results for a demonstration microgrid are presented, as well as simulations of scheduling in the electricity market. The results indicate that development of the appropriate controllers will allow a competitive participation of renewable energy in the new model of the electrical system.

Keywords: Microgrids; renewable energy; model predictive control; energy management; electrical system

Agradecimientos

Los autores agradecen al Ministerio de Economía y Competitividad de España la financiación de parte de estos trabajos mediante el contrato DPI2013-46912-C2-1.

Referencias

- Alvial-Palavicino, C., Garrido-Echeverría, N., Jimenez-Estevéz, G., Reyes, L., Palma-Behnke, R., 2011. A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid. *Energy for Sustainable Development* 15 (3), 314–323.
- Arora, P., White, R. E., Doyle, M., 1998. Capacity fade mechanisms and side reactions in lithium-ion batteries. *Journal of the Electrochemical Society* 145 (10), 3647–3667.
- Barbir, F., 2005. Pem electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. *Solar Energy* 78 (5), 661–669.
- Bashash, S., Fathy, H., 2011. Robust demand-side plug-in electric vehicle load control for renewable energy management. In: *Proc. American Control Conference*.
- Bemporad, A., Morari, M., 1999. Control of systems integrating logic, dynamics, and constraints. *Automatica* 35 (3), 407–427.
- Bidram, A., Davoudi, A., 2012. Hierarchical structure of microgrids control system. *IEEE Trans on Smart Grid* 3, 1963–1976.
- Bidram, A., Lewis, F. L., Davoudi, A., 2014. Distributed control systems for small-scale power networks. *IEEE Control Systems Magazine* 34 (6), 56–77.
- Bilodeau, A., Agbossou, K., 2006. Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications. *Journal of Power Sources* 162, 757–764.
- Bordons, C., Rosa, F., Valverde, L., 2012. Power management using model predictive control in a hydrogen-based microgrid. In: *IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Montreal*.
- Brabandere, K. D., Vanthournout, K., Driesen, J., Deconinck, G., Belmans, R., 2007. Control of microgrids. In: *Dept. of Electr. Eng., Katholieke Univ. Leuven, Leuven : Power Engineering Society General Meeting, IEEE*.
- Camacho, E. F., Bordons, C., 2010. Control predictivo: Pasado, presente y futuro. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial* 1 (3).
- Cargnelli, J., 2013. Recent advances in pem water electrolysis. *First International Workshop on durability and degradation issues of PEM electrolysis, Freiburg, Germany*.
- De Bruijn, F., Dam, V., Janssen, G., 2008. Review: durability and degradation issues of pem fuel cell components. *Fuel cells* 8 (1), 3–22.
- Deilami, S., Masoum, A., Moses, P., Masoum, M., 2011. Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile. *IEEE Trans. on Smart Grid* 2 (3).
- Del Real, A., Arce, A., Bordons, C., 2007. Hybrid model predictive control of a two generator power plant integrating photovoltaic panels and fuel cell. In: *Proceedings of 46th IEEE Conf. on Decision and Control*.
- Dondi, P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D., Suter, M., 2002. Network integration of distributed power generation. *J. of Power Sources* 106 (1), 1–9.
- Dötsch, C., 2009. Energy storage. In: *Technology Guide*. Springer, pp. 362–367.
- Fan, Z., 2011. A distributed demand response algorithm and its application to phev charging in smart grids. *IEEE Trans. on Smart Grid* 3, 1280–1290.
- 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.
- Funabashi, T., Koyanagi, K., Yokoyama, R., 2003. A review of islanding detection methods for distributed resources. In: *Proc. IEEE PowerTech Conf*.
- Galus, M. D., LaFauci, R., Andersson, G., 2010. Investigating phev wind balancing capabilities using heuristics and model predictive control. In: *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.

- Garcia, F., Bordons, C., 2013a. Optimal economic dispatch for renewable energy microgrids with hybrid storage using model predictive control. In: Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE, Viena, Austria. pp. 7932–7937.
- Garcia, F., Bordons, C., 2013b. Regulation service for the short-term management of renewable energy microgrids with hybrid storage using model predictive control. In: Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE, Viena, Austria. pp. 7962–7967.
- Garcia, F., Bordons, C., 2014. Model predictive control based inverter for energy storage integration in renewable energy microgrids. In: IEEE 11th International Conference on Modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems, (Electrimacs), Valencia, España.
- Giorgio, A. D., Liberati, F., Canale, S., 2013. IEC 61851 compliant electric vehicle charging control in smartgrids. In: 21st Mediterranean Conference on Control and Automation (MED). Crete, Greece.
- Görgün, H., 2006. Dynamic modelling of a proton exchange membrane (pem) electrolyzer. *International journal of hydrogen energy* 31 (1), 29–38.
- 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.
- Gu, W., Wu, Z., Yuan, X., 2010. Microgrid economic optimal operation of the combined heat and power system with renewable energy. In: IEEE. Power and Energy Society General Meeting.
- 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).
- 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.
- Hatziaziyriou, N., Asano, H., Irvani, R., Marnay, C., 2007. Microgrids. *IEEE Power Energy Mag.* 5 (4), 78–94.
- Holttinen, H., 2005. Optimal electricity market for wind power. *Energy Policy* 33 (16), 2052–2063.
- Jiay, H., Chuanwen, J., Rongi, X., 2008. A review on distributed energy resources and microgrid. *Renewable Sustainable Energy Rev.* 12, 2472–2483.
- Lasseter, R. H., 2002. Microgrids. *IEEE Power Eng Soc Transm Distrib Conf*, 305–8.
- Lidula, N., Rajapakse, A., 2011. Microgrids research: a review of experimental microgrids and test systems. *Renewable Sustainable Energy Rev* 15, 186–202.
- Lopes, J., Moreira, C., Madureira, A., 2006. Defining control strategies for microgrids islanded operation. *IEEE Trans. Power Syst.* 21 (2), 916–924.
- Lopes, J. P., Hatziaziyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N., 2007. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Syst. Research* 77 (9), 1189–1203.
- Maestre, J. M., Negenborn, R. R., 2014. *Distributed Model Predictive Control Made Easy*. Springer.
- Mojica-Nava, E., Macana, C. A., Quijano, N., 2014. Dynamic population games for optimal dispatch on hierarchical microgrid control. *IEEE Trans. on Systems, man and cybernetics* 44 (3).
- Negenborn, R. R., Houwing, M., Schutter, B. D., Hellendoorn, J., 2009. Model predictive control for residential energy resources using a mixed-logical dynamic model. In: *Networking, Sensing and Control, 2009. ICNSC'09*.
- Nguyen, T. A., Crow, M. L., 2012. Optimization in energy and power management for renewable-diesel microgrids using dynamic programming algorithm. In: Proc 2012 IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation.
- Ning, G., White, R. E., Popov, B. N., 2006. A generalized cycle life model of rechargeable li-ion batteries. *Electrochimica acta* 51 (10), 2012–2022.
- Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Canizares, C. A., Irvani, R., Kazerani, M., Hajimiragha, A. H., Gomis-Bellmunt, O., Saadefard, A., Palma-Behnke, R., Jimenez-Estevéz, G. A., Hatziaziyriou, N. D., 2014. Trends in microgrid control. *IEEE Trans on Smart Grid* 5 (4).
- 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).
- Palizban, O., Kauhaniemi, K., Guerrero, J., 2004. Microgrids in active network management-part i: Hierarchical control, energy storage, virtual power plants, and market participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
- 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.
- Pinson, P., Chevallier, C., Kariniotakis, G. N., 2007. Trading wind generation from short-term probabilistic forecasts of wind power. *Power Systems, IEEE Transactions on* 22 (3), 1148–1156.
- Prodan, I., Zio, E., 2014. Model predictive control framework for reliable microgrid energy management. *Electrical Power and Energy Systems* 61, 399–409.
- Richardson, P., Flynn, D., Keane, A., 2012. Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems. *IEEE Trans. on Power Systems* 27, 268–279.
- 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.
- Salazar, J., Tadeo, F., Valverde, L., 2013. Predictive control of a renewable energy microgrid with operational cost optimization. In: IECON 2013 - 39th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, Viena, Austria.
- Savaghebi, M., Vasquez, J. C., Jalilian, A., Guerrero, J. M., 2012. Secondary control for compensation of voltage harmonics and unbalance in microgrids. In: *Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2012 3rd IEEE International Symposium on*. IEEE, pp. 46–53.
- Sikha, G., Ramadass, P., Haran, B., White, R., Popov, B. N., 2003. Comparison of the capacity fade of sony us 18650 cells charged with different protocols. *Journal of power sources* 122 (1), 67–76.
- Stewart, E., Lutz, A., Schoenung, S., Chiesa, M., Keller, J., Fletcher, J., Ault, G., McDonald, J., Cruden, A., 2009. Modeling, analysis and control system development for the italian hydrogen house. *International journal of hydrogen energy*, 1638–1646.
- Suh, K. W., 2006. Modeling, analysis and control of fuel cell hybrid power systems. Department of Mechanical Engineering, The University of Michigan.
- Ulleberg, O., 2003. The importance of control strategies in pv-hydrogen systems. *Solar Energy*, 323–329.
- Valverde, L., 2013. *Gestión de Energía en Sistemas con Fuentes Renovables y almacenamiento de energía basado en Hidrogeno Mediante Control Predictivo*. Universidad de Sevilla.
- Valverde, L., Rosa, F., Bordons, C., 2013a. Design, planning and management of a hydrogen-based microgrid. *Industrial Informatics, IEEE Transactions on* 9 (3), 1398–1404.
- Valverde, L., Rosa, F., del Real, A., Arce, A., Bordons, C., 2013b. Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid. *Int J Hydrogen Energy* 38 (27), 11672–11684.
- Vandoorn, T. L., Vasquez, J. C., Koonin, J. D., Guerrero, J. M., Vandevelde, L., 2013. Microgrids. hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies. *IEEE industrial electronics magazine*.
- Vasquez, J., Guerrero, J., Miret, J., Castilla, M., Garcia, L., 2010. Hierarchical control of intelligent microgrids. *IEEE IEMagazine*.
- Wang, C., Nehrir, M., 2008. Power management of a stand-alone wind/ photovoltaic/fuel cell energy system. *IEEE Trans. Energy Convers.* 23 (3), 957–967.
- William D. Stevenson, J., 1975. *Elements of Power System Analysis*. McGraw-Hill, New York.
- Xie, L., Ilic, M. D., 2008. Model predictive dispatch in electric energy systems with intermittent resources. In: Proc. IEEE Int. Conf. Systems, Man and Cybernetics.
- Xie, L., Ilic, M. D., 2009. Model predictive economic/environmental dispatch of power systems with intermittent resources. In: Proc. IEEE Power and Energy Society General Meeting.