

Gestión Energética de una Micro Red acoplada a un sistema V2G

Paulo Renato da Costa Mendes, Julio Elias Normey-Rico

Federal University of Santa Catarina - Florianopolis - Brazil, paulorc@hotmial.com, julio.normey@ufsc.br

Carlos Bordons Alba, Luis Valverde

Universidad de Sevilla - Sevilla - Spain, bordons@us.es, lvalverde@us.es

Resumen

Este trabajo presenta un algoritmo para la optimización económica de una micro red basada en el control predictivo. La micro red tiene una conexión de red y una estación de carga para coches eléctricos. El modelado del sistema utilizó la metodología de los Energy Hubs. El algoritmo propuesto tiene la tarea de llevar a cabo la gestión de la compra y venta de electricidad a la red eléctrica, maximizar el uso de fuentes de energía renovables, la gestión del uso de los almacenadores de energía y realizar la carga de los vehículos aparcados. Son presentados resultados de simulación que ilustran el funcionamiento satisfactorio del sistema propuesto.

Palabras clave: Control Predictivo Híbrido, Micro redes, Coches Eléctricos

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. En el caso de una micro red la introducción de sistemas de almacenamiento juega un papel fundamental. La utilización de un sistema de almacenamiento ofrece la oportunidad de gestionar la operación óptima de la micro red tanto si ésta trabaja en modo isla como en el modo de conexión a red, en cuyo caso se pueden controlar los momentos óptimos para intercambiar energía con la red externa. Existen diversas tecnologías de almacenamiento de energía, siendo de gran interés la posibilidad de disponer de un sistema híbrido con diversas tecnologías [9], [13]. En concreto, el almacenamiento en forma de hidrógeno unido a baterías eléctricas y supercondensadores parece ser una solución adecuada para generación renovable [15]. 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 y posteriormente utilizarlo para generar nuevamente electricidad por medio de pilas de combustible.

En general, la gestión de micro redes se hace con algoritmos de tipo heurístico [22], aunque se han empezado a usar estrategias basadas en Control Predictivo (*Model Predictive Control*, MPC), como las presentadas en [9] y [19]. En el caso de sistemas de almacenamiento híbrido, el MPC parece ser una buena solución, como se muestra en [5] y [13].

Por otro lado, los sistemas V2G (*vehicle-to-grid*) consisten en la utilización de las baterías de los coches eléctricos (incluyendo los híbridos o con pila de combustible), 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 acercar de manera significativa la oferta y demanda en una red eléctrica o en una micro red, y por tanto mejorar el comportamiento y la estabilidad de la red.

Se estima que un vehículo está en movimiento sólo un 4% del tiempo [12] por lo que el resto del tiempo podría estar disponible como unidad de almacenamiento de energía eléctrica. Además, en una utilización normal, las baterías de los coches se recargan durante la noche (que es el período de baja demanda eléctrica) y están aparcados en los lugares de trabajo durante los periodos de alta demanda eléctrica, por lo que se podría utilizar esta energía para cubrir los picos de demanda. Esta capacidad de almacenamiento es especialmente útil con fuentes de energía renovables, de un carácter más fluctuante que hace más difícil el ajuste de la producción y la demanda.

Además, los sistemas V2G permiten plantear nuevos modelos de negocio donde aparecerían nuevos actores, como por ejemplo los Gestores de Carga (CMEC) que serían responsables de la in-

fraestructura de recarga, proporcionando servicio a los vehículos, vendiendo o comprando electricidad y estableciendo relaciones con los gestores de la red. En los últimos años han aparecido en la literatura algoritmos de control para la carga de vehículos eléctricos en *smartgrids*, 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 [4] y [18] se resuelve el problema mediante algoritmos de optimización en tiempo real, mientras que en [7] se presenta un algoritmo basado en MPC. También se han aplicado a la resolución del problema algoritmos distribuidos o jerárquicos ([1]; [8]; [11]).

En cuanto a los modelos utilizados en la bibliografía, la mayor parte de los algoritmos utilizan modelos muy simplificados de los sistemas de potencia, del movimiento de vehículos y de las características de la carga. En [11] se utilizan modelos más detallados en los que se modela el comportamiento espacial y temporal de cada vehículo. Finalmente, el modelado mediante *Energy Hubs* [6] en el que el grupo presenta considerable experiencia, permite la integración de las distintas formas de producción y almacenamiento de la micro red, el sistema V2G [10], así como la interconexión de distintas micro redes.

El objetivo de este artículo es presentar un algoritmo de optimización en tiempo real de una micro red acoplada a un sistema V2G que comprende cuatro unidades de carga de vehículos eléctricos. Tanto la gestión del uso de las energías renovables, el uso de almacenamiento, carga de los vehículos y de la compra y venta de energía eléctrica se realiza mediante un algoritmo de control predictivo centralizado. El sistema fue modelado utilizando la metodología de los *Energy Hubs*.

2 ESTRUCTURA DE LA MICRO RED

En este trabajo fue utilizado el modelo de la micro red HyLab conectada a un sistema de carga de coches eléctricos. Esta micro red fue diseñada para el estudio de estrategias de control aplicadas a gestión energética de una red que posee almacenamiento de hidrógeno y fuentes de energía renovable ([19], [20], [21]). La instalación tiene especiales características que le permiten implementar y estudiar diferentes modos de operación y estrategias de control. La figura 1 muestra el esquema del sistema estudiado.

Con el fin de emular sistemas de energía renovable,

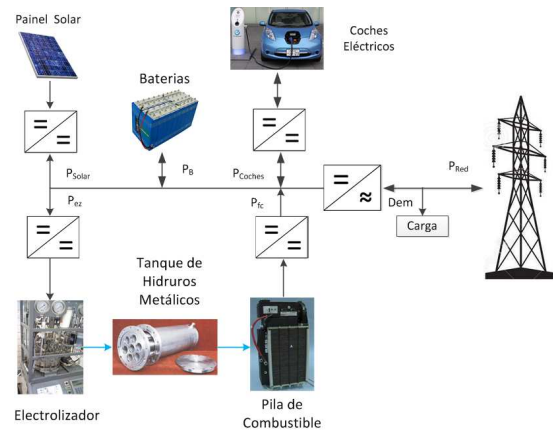


Figura 1: Micro Red Hylab

la micro red posee una fuente de alimentación programable que puede emular, por ejemplo, el comportamiento dinámico de un aerogenerador y/o un campo fotovoltaico. También incluye un banco de baterías, una carga electrónica para emular diferentes sistemas de consumo y, finalmente, incluye un sistema de almacenamiento de hidrógeno compuesto por un electrolizador PEM (*Protón Exchange Membrane*) para producir hidrógeno, un sistema de hidruro metálico para almacenar el hidrógeno y una pila de combustible PEM para producir energía. La estación de carga de coches eléctricos es compuesta de cuatro puestos de carga.

Del punto de vista de la operación de la micro red normalmente la energía producida no coincide con la demandada. Entonces, el exceso de energía procedente de la fuente renovable puede ser almacenado en las baterías o utilizada para producir hidrógeno a través del electrolizador. El hidrógeno producido 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 potencia de la fuente renovable. Adicionalmente la micro red posee una conexión a la red principal permitiendo la compra y venta de la energía cuando sea necesario.

El almacenamiento híbrido permite estrategias de operación 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. En este sentido las baterías de los coches pueden ser utilizadas por la micro red cuando el coche está aparcado de forma a ampliar la capacidad de amortiguación de los transitorios rápidos.

3 METODOLOGÍA DE LOS ENERGY HUBS

Una *Energy Hub* se define como la interfaz entre la producción de energía, los consumidores y la línea de transmisión. Desde el punto de vista del sistema de *Energy hubs* puede ser identificado como una unidad que proporciona las siguientes características: (1) entrada y salida de energía; (2) conversión de energía; (3) almacenamiento de energía.

Una unidad de conversión convierte en cada instante de tiempo k , un flujo de entrada genérico $u_r^L(k)$ de un *Hub* en una salida genérica $y_p(k)$. La conversión de entrada-salida se define a través de factores de acoplamiento $\gamma_{p,r}^L$ que corresponden a la eficiencia de conversión del convertidor de estado entre los flujos de entrada y salida:

$$y_p(k) = \gamma_{p,r}^L u_r^L(k) \quad (1)$$

El modelado del almacenador de hidrógeno considera que el dispositivo es compuesto de una interfaz y un almacenador interior. La interfaz puede ser vista como un convertidor de flujo, que modula una interfaz de entrada de flujo de un almacenador genérico $u_s^E(k)$ a otra interfaz de salida de flujo de un almacenador genérico $\check{u}_s^E(k)$. La energía convertida se almacena entonces en un almacenador interno ideal. Matemáticamente, la interfaz de almacenamiento se modela de forma análoga a un dispositivo de conversión, adonde los valores de flujo de entrada-salida de estado estacionario se describen mediante la relación:

$$\check{u}_s^E(k) = e_s(k) u_s^E(k) \quad (2)$$

donde $e_s(k)$ es la eficiencia de la interfaz s de carga/descarga del *Hub*, que describe el intercambio de energía entre el sistema y el almacenador. Este factor depende del sentido del flujo intercambiado, o sea, si el almacenador está en carga o descarga:

$$e_s(k) = \begin{cases} e_s^+ & \text{si } u_s^E(k) \geq 0 \quad (\text{carga}) \\ e_s^- & \text{en otro caso} \quad (\text{descarga}) \end{cases} \quad (3)$$

donde e_s^+ y e_s^- son, respectivamente, la eficiencia de carga y descarga. Por simplicidad, se supone que el rendimiento de almacenamiento es constante.

Desde un punto de vista de tiempo discreto, el estado de almacenamiento x_s en el período de muestreo $k+1$ depende del estado en el período anterior k y del flujo total intercambiado $\check{u}_s^E(k)$ para el período ΔT (de k hasta $k+1$). Suponiendo que $\check{u}_s^E(k)$ se mantiene constante por ΔT se obtiene:

$$x_s(k+1) = x_s(k) + \check{u}_s^E(k) \Delta T \quad (4)$$

Un *Hub* se puede representar completamente por las siguientes ecuaciones de espacio de estado:

$$\begin{aligned} x(k+1) &= Ax(k) + \Lambda^E(k) u^E(k) \\ y(k) &= \Gamma^L u^L(k) + \Gamma^E u^E(k) \end{aligned} \quad (5)$$

La representación de espacio de estado de la ecuación 5 no es lineal ya que incluye términos bilineales relacionadas con la ecuación 2. Con la finalidad de evitar estos términos, se puede transformar la representación de espacio de estado en un sistema Mixto Lógico Dinámico (MLD - *Mixed Logical Dynamical*) [2], donde la lógica, la dinámica y las restricciones están integradas de acuerdo a:

$$x(k+1) = Ax(k) + B_1 u(k) + B_2 \delta(k) + B_3 z(k) \quad (6)$$

$$y(k) = Cx(k) + D_1 u(k) + D_2 \delta(k) + D_3 z(k) \quad (7)$$

$$E_2 \delta(k) + E_3 z(k) \leq E_1 u(k) + E_4 x(k) + E_5 \quad (8)$$

donde $x(k) = \begin{bmatrix} x_c(k) \\ x_l(k) \end{bmatrix}$ es el vector de estados

con $x_c(k) \in \mathbb{R}^{n_c}$ y $x_l \in \{0, 1\}^{n_l}$, $y(k) = \begin{bmatrix} y_c(k) \\ y_l(k) \end{bmatrix}$

es el vector de salidas con $y_c(k) \in \mathbb{R}^{p_c}$ y $y_l(k) \in$

$\{0, 1\}^{p_l}$, $u(k) = \begin{bmatrix} u_c(k) \\ u_l(k) \end{bmatrix}$ es el vector de entradas

con $u_c(k) \in \mathbb{R}^{m_c}$ y $u_l(k) \in \{0, 1\}^{m_l}$, $z(k) \in \mathbb{R}^{r_c}$

son variables auxiliares continuas, $\delta(k) \in \{0, 1\}^{r_l}$ son variables auxiliares binarias, A , B_1 , B_2 , B_3 , C , D_1 , D_2 , D_3 , E_1 , E_2 , E_3 y E_4 son matrices reales y constantes, E_5 es un vector real, $n_c > 0$ y $p_c, m_c, r_c, n_l, p_l, m_l, r_l > 0$.

Con la finalidad de convertir la ecuación bilineal 2 en la forma MDL y teniendo en cuenta los conceptos de cálculo proposicional y programación lineal entera, se realizan los siguientes pasos:

1. La condición $u_s^E(k) \geq 0$ se asocia a la variable binaria $\delta_s(k)$ de modo que

$$[\delta_s(k) = 1] \leftrightarrow [u_s^E(k) \geq 0] \quad (9)$$

La ecuación 9 se representa por las desigualdades

$$\begin{aligned} -m_s \delta_s(k) &\leq u_s^E(k) - m_s \\ -(M_s + \epsilon) \delta_s(k) &\leq -u_s^E(k) - \epsilon \end{aligned}$$

donde ϵ es un escalar positivo y

$$\begin{aligned} m_s &= \min_{k \in \mathbb{R}, s \in N_s} u_s^E(k) \\ M_s &= \max_{k \in \mathbb{R}, s \in N_s} u_s^E(k) \end{aligned}$$

2. Se define una nueva variable $z_s(k) = u_s^E(k) \delta_s(k)$ que puede ser representada como

$$\begin{aligned} z_s(k) &\leq M_s \delta_s(k) \\ z_s(k) &\geq m_s \delta_s(k) \\ z_s(k) &\leq u_s^E(k) - m_s(1 - \delta_s(k)) \\ z_s(k) &\geq u_s^E(k) - M_s(1 - \delta_s(k)) \end{aligned}$$

3. La evolución del sistema 5, puede ser descrita por siguientes relaciones lineales:

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \Lambda^E \mathbf{u}^E(k) + (\Lambda^{E+} - \Lambda^{E-}) \mathbf{z}(k)$$

$$\underbrace{\begin{bmatrix} -M \\ m \\ -m \\ M \\ -(M+\epsilon(\cdot)) \end{bmatrix}}_{E_\delta} \underbrace{\begin{bmatrix} \delta_1(k) \\ \vdots \\ \delta_{n_s}(k) \end{bmatrix}}_{\delta} + \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{1}(\cdot) \\ -\mathbf{1}(\cdot) \\ \mathbf{1}(\cdot) \\ -\mathbf{1}(\cdot) \\ \mathbf{0}(\cdot) \\ \mathbf{0}(\cdot) \end{bmatrix}}_{E_z} \underbrace{\begin{bmatrix} z_1(k) \\ \vdots \\ z_{n_s}(k) \end{bmatrix}}_{z(k)}$$

$$\leq \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{0}(\cdot) \\ \mathbf{0}(\cdot) \\ \mathbf{1}(\cdot) \\ -\mathbf{1}(\cdot) \\ \mathbf{1}(\cdot) \\ -\mathbf{1}(\cdot) \end{bmatrix}}_{E_u^E} \underbrace{\begin{bmatrix} u_1^E(k) \\ \vdots \\ u_{n_s}^E(k) \end{bmatrix}}_{u^E(k)} + \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{0}(\cdot)_f \\ \mathbf{0}(\cdot)_f \\ -m_f \\ M_f \\ -m_f \\ -\epsilon(\cdot)_f \end{bmatrix}}_{E_0}$$

donde,

$$M = \begin{bmatrix} M_1 & & \\ & \ddots & \\ & & n_s \end{bmatrix}, M_f = \begin{bmatrix} M_1 \\ \dots \\ Mn_s \end{bmatrix},$$

$$m = \begin{bmatrix} m_1 & & \\ & \ddots & \\ & & mn_s \end{bmatrix}, m_f = \begin{bmatrix} m_1 \\ \dots \\ mn_s \end{bmatrix},$$

$$\mathbf{a}(\cdot) = \begin{bmatrix} a & & \\ & \ddots & \\ & & a \end{bmatrix}, \mathbf{a}(\cdot)_f = \begin{bmatrix} a \\ \dots \\ a \end{bmatrix}$$

Finalmente la ecuación 5 se puede escribir usando por la siguiente formulación MLD:

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \Lambda^E \mathbf{u}^E(k) + (\Lambda^{E+} - \Lambda^{E-}) \mathbf{z}(k)$$

$$\mathbf{y}(k) = \Gamma^L \mathbf{u}^L(k) + \Gamma^E \mathbf{u}^E(k) \quad (10)$$

$$E_\delta \delta + E_z \mathbf{z}(k) \leq E_u^E \mathbf{u}^E(k) + E_0$$

4 MODELADO DEL SISTEMA

En esta sección, la metodología presentada anteriormente se aplica al modelado de la micro red y la estación de carga de coches eléctricos. Todo el sistema será modelado como un único *Hub* como se muestra en la figura 2.

Las eficiencias de carga y descarga del banco de baterías y de las baterías de los coches son iguales, de forma que es solamente necesario hacer el modelado MLD referente al almacenamiento de hidrógeno. Las baterías de los coches eléctricos son modelados de la misma manera que el banco de baterías de la micro red, sin embargo es adicionada una variable binaria ϵ , que está directamente relacionada con la conexión física del coche

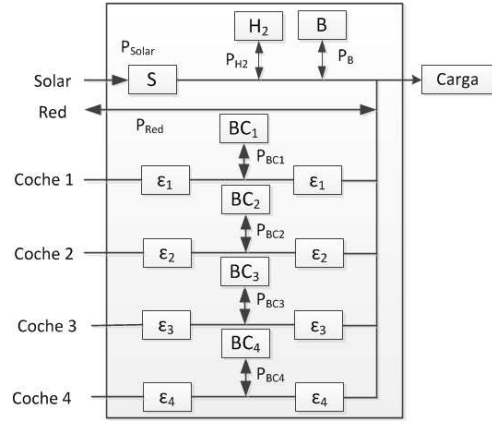


Figura 2: *Hub* de la Micro Red y sistema V2G

a la estación de carga. Si el coche está conectado $\epsilon = 1$ y la batería está habilitada en el modelo; si no lo está $\epsilon = 0$ y la batería está desactivada. La ecuación final del estado con respecto a la batería de los coches eléctricos es

$$x(k+1) = \epsilon x(k) + \epsilon \Lambda(k) u(k) \quad (11)$$

Para hacer el modelado MLD del almacenador de hidrógeno es necesario definir la variable $z_{H2}(k) = P_{H2}(k) \delta_{H2}(k)$. Posteriormente es definido el vector de las entradas del *Hub* de acuerdo con:

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}^L \\ \mathbf{u}^E \\ \delta \\ \mathbf{z} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{Solar} \\ P_{Red} \\ P_B \\ P_{H2} \\ P_{BC1} \\ P_{BC2} \\ P_{BC3} \\ P_{BC4} \\ \delta_{H2} \\ z_{H2} \end{bmatrix} \quad (12)$$

El modelo de la ecuación 10 puede ser reescrito de una manera condensada como:

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}\mathbf{x}(k) + \Lambda \mathbf{u}(k) \quad (13)$$

$$\mathbf{y}(k) = \Gamma \mathbf{u}(k)$$

donde

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \epsilon_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \epsilon_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \epsilon_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \epsilon_4 \end{bmatrix}$$

$$\Lambda = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \lambda_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_3 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_5 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_6 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_7 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= \eta_B \\ \lambda_2 &= \eta_{H_2,e}^{FC} \\ \lambda_3 &= \eta_{e,H_2}^E - \eta_{H_2,e}^{FC} \\ \lambda_4 &= \epsilon_1 \eta_{BC1} \\ \lambda_5 &= \epsilon_2 \eta_{BC2} \\ \lambda_6 &= \epsilon_3 \eta_{BC3} \\ \lambda_7 &= \epsilon_4 \eta_{BC4} \\ \Gamma &= \left[\begin{array}{c|cccccccc} \eta_{rad,e}^S & 1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 \end{array} \right] \end{aligned}$$

donde η son las eficiencias de conversión y almacenamiento de los convertidores y almacenadores, P_{Solar} es la potencia solar generada, P_{Red} es la potencia de la red externa, P_B es la potencia del banco de baterías, P_{H_2} es la potencia del almacenador de hidrógeno y P_{BC1} , P_{BC2} , P_{BC3} y P_{BC4} son las potencias de las baterías de los coches. Los valores de las eficiencias de conversión fueron obtenidos con base en testes en los equipos que componen la micro red.

5 ALGORITMO DE CONTROL

En esta sección será presentada la estructura de control propuesta. Como descrito en [3] diversos autores están de acuerdo en la existencia de tres niveles de control 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. El nivel secundario 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 micro red. 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. El control terciario se utiliza para el control de los flujos de potencia entre la micro red y la red principal y para la operación óptima en escalas de tiempo más grandes. En este nivel se pueden incluir muchas estrategias de optimización, según las escalas de tiempo, pudiendo incluir la planificación y el despacho económico. En este contexto se propone una estructura jerárquica de control con base en control predictivo presentada na figura 3.

El primer controlador actúa directamente en la micro red y la estación de carga de los coches con un período de muestreo de un segundo ($T_s = 1s$), y es responsable por garantizar el intercambio de flujo de potencia entre los elementos de la micro red, la interacción con la red externa y garantizar la carga de los coches. Este MPC posee la

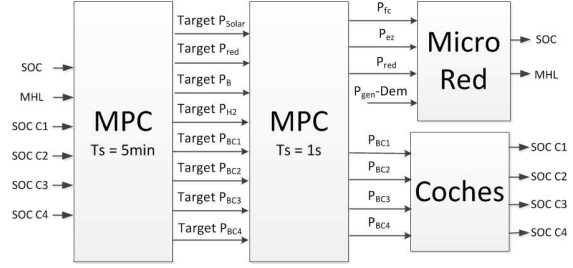


Figura 3: Estructura de Control

siguiente función objetivo:

$$J = \sum_{l=0}^{N_p-1} \tilde{\mathbf{u}}(k+l)^T \mathbf{Q}_u \tilde{\mathbf{u}}(k+l) + \quad (14)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{l=0}^{N_p-1} (\tilde{\mathbf{x}}(k+l) - \tilde{\mathbf{x}}_{ref}(k+l))^T \mathbf{Q}_x (\tilde{\mathbf{x}}(k+l) - \tilde{\mathbf{x}}_{ref}(k+l)) + \\ & \sum_{l=0}^{N_p-1} \Delta \tilde{\mathbf{u}}(k+l)^T \mathbf{Q}_{\Delta u} \Delta \tilde{\mathbf{u}}(k+l) + \\ & \sum_{l=0}^{N_p-1} (\tilde{\mathbf{u}}(k+l) - \mathbf{u}_{Target}(k+l))^T \mathbf{Q}_{Target} \\ & (\tilde{\mathbf{u}}(k+l) - \mathbf{u}_{Target}(k+l)) \end{aligned}$$

sujeto a las dinámicas locales 13 y a las siguientes restricciones:

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \tilde{\mathbf{x}}(k+l+1) \leq \bar{\mathbf{x}} \quad (15)$$

$$\underline{\mathbf{u}} \leq \tilde{\mathbf{u}}(k+l) \leq \bar{\mathbf{u}} \quad (16)$$

$$\tilde{\mathbf{y}}(k+l) = \mathbf{y}_{dem}(k) \quad (17)$$

$$\tilde{\mathbf{u}}_1(k+l) = P_{Solar} = P_{SolarDisponible} \quad (18)$$

$$\mathbf{x}(k) = \check{\mathbf{x}}(k) \quad (19)$$

para $l = 0, \dots, N_p - 1$, \mathbf{Q}_u , \mathbf{Q}_x , $\mathbf{Q}_{\Delta u}$ e \mathbf{Q}_{Target} son las matrices de peso, y N_p es el horizonte de predicción. En cuanto a la notación, el acento (“~”) tilde en la variable predicha se utiliza para designar las variables a lo largo del horizonte de predicción, $\underline{\mathbf{a}}_i$ y $\bar{\mathbf{a}}_i$ se utilizan para representar respectivamente los valores mínimo y máximo de una variable, y $\check{\mathbf{a}}_i$ se refiere a las variables cuyos valores deben ser conocidos, por ejemplo, las condiciones iniciales. En este trabajo hemos asumido un flujo de energía bidireccional entre el *Hub* y la red de manera que se utiliza el límite mínimo negativo.

La matriz \mathbf{Q}_u es ajustada de forma a minimizar el uso de la red y de los almacenadores. El ajuste de la matriz \mathbf{Q}_x sirve para mantener el valor del SOC y MHL próximo de 50%. La matriz $\mathbf{Q}_{\Delta u}$ es ajustada de forma evitar conmutaciones bruscas entre el electrolizador y la pila de combustible. Los pesos de la matriz \mathbf{Q}_{Target} tienen por objetivo hacer con que el controlador siga los *targets* enviados por el segundo MPC.

Por mas que el MPC calcule valores para las potencias del banco de baterías y de la energía solar generada, estos no son aplicados directamente a la micro red porque el banco de baterías no posee un convertidor para el control de potencia y el panel

solar esta directamente conectado al bus de energía. Después de calculado el valor de P_{H2} este es convertido en las potencias del electrolizador y de la pila de combustible. Caso la potencia P_{H2} tenga valores positivos el almacenador esta cargando y el electrolizador esta activo ($P_{ez} > 0$), caso contrario el almacenador esta en descarga y la pila de combustible esta activa ($P_{fc} > 0$).

El segundo controlador tiene por objetivo realizar la optimización económica de la micro red bien como gestionar la utilización de las baterías de los coches como almacenadores de la red y determinar el momento exacto de su carga. Este controlador utiliza un período de muestreo de cinco minutos ($T_s = 5min$). El segundo MPC fue implementado con la siguiente función objetivo:

$$J = \sum_{l=0}^{N_p-1} \tilde{\mathbf{u}}(k+l)^T \mathbf{Q} \tilde{\mathbf{u}}(k+l) + \mathbf{f}^T \tilde{\mathbf{u}}(k+l) + \quad (20)$$

$$\sum_{l=0}^{N_p-1} (\tilde{\mathbf{u}}(k+l) - \tilde{\mathbf{u}}_{ref}(k+l))^T \mathbf{Q}_e (\tilde{\mathbf{u}}(k+l) - \tilde{\mathbf{u}}_{ref}(k+l)) +$$

$$\sum_{l=0}^{N_p-1} (\tilde{\mathbf{x}}(k+l) - \tilde{\mathbf{x}}_{ref}(k+l))^T \mathbf{Q}_x (\tilde{\mathbf{x}}(k+l) - \tilde{\mathbf{x}}_{ref}(k+l)) +$$

$$(\tilde{\mathbf{x}}(k+N_p) - \tilde{\mathbf{x}}_{ref}(k+N_p))^T \mathbf{Q}_{N_p} (\tilde{\mathbf{x}}(k+N_p) - \tilde{\mathbf{x}}_{ref}(k+N_p))$$

sujeto a las dinámicas locales 13 y a las siguientes restricciones:

$$\underline{\mathbf{x}} \leq \tilde{\mathbf{x}}(k+l+1) \leq \bar{\mathbf{x}} \quad (21)$$

$$\underline{\mathbf{u}} \leq \tilde{\mathbf{u}}(k+l) \leq \bar{\mathbf{u}} \quad (22)$$

$$\tilde{\mathbf{y}}(k+l) = \mathbf{y}_{dem}(k) \quad (23)$$

$$\mathbf{x}(k) = \tilde{\mathbf{x}}(k) \quad (24)$$

El primer término de la función objetivo se utiliza para la gestión de las fuentes de energía renovables y la compra y venta de energía para la red externa. Los pesos \mathbf{Q} y \mathbf{f} están sintonizados de acuerdo con el precio de cada fuente de energía. El segundo término es responsable de garantizar el máximo aprovechamiento de las energías renovables con el fin de minimizar el error entre la cantidad de energía disponible y la cantidad de energía utilizada. El tercer término es responsable de mantener la carga de almacenamiento próxima del 50% de la carga total de forma tal que se les permita las mayores desviaciones de este valor cuando existe la necesidad de almacenar más energía y utilizar la energía almacenada. Este término también se utiliza para mantener las baterías de los coches eléctricos de acuerdo con el tipo de carga, como se explicará a continuación. Por último, el cuarto término se refiere al peso del estado final que es introducido para asegurarse de que las baterías de los coches están completamente cargadas al final del tiempo de carga.

Para hacer la gestión de la compra y venta de energía a la red externa fue utilizado un peso

para la venta y otro para la compra. Para que esto sea posible fue definida una nueva variable $z_{Red}(k) = P_{Red}(k) \delta_{Red}(k)$ y introducidas restricciones MLD. El nuevo vector de entradas es definido en la ecuación 25.

$$\mathbf{u} = \begin{bmatrix} P_{Solar} \\ P_{Red} \\ \hline P_B \\ P_{H2} \\ P_{BC1} \\ P_{BC2} \\ P_{BC3} \\ P_{BC4} \\ \hline \delta_{H2} \\ \hline z_{H2} \delta_{Red} \\ z_{Red} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Analizando solamente la parcela de la función objetivo de la ecuación 20 referente a la gestión del flujo de energía intercambiado con la red eléctrica tenemos:

$$J = \sum_{l=0}^{N_p-1} \widetilde{P_{Red}}(k+l)^T Q_{venta} \widetilde{P_{Red}}(k+l) + \quad (26)$$

$$\widetilde{z_{Red}}(k+l)^T (Q_{compra} - Q_{venta}) \widetilde{z_{Red}}(k+l) +$$

$$f_{venta} \widetilde{P_{Red}}(k+l) + (f_{compra} - f_{venta}) \widetilde{z_{Red}}(k+l)$$

Cuando la potencia $P_{Red} > 0$ tenemos $\delta_{Red}=1$ y $z_{Red}(k) = P_{Red}(k)$, lo que significa que la energía es comprada de la red y por tanto es utilizado el peso referente al valor de compra. Caso contrario $P_{Red} < 0$ implica en $\delta_{Red}=0$ y $z_{Red}(k)=0$ y es utilizado el peso de venta. De esta forma es posible utilizar pesos diferentes para la misma variable. Los valores de los pesos fueron ajustados de acuerdo con el precio de la energía.

Para utilizar la batería del vehículo eléctrico por la red, se preparó un algoritmo de control que determina el tipo de carga y el tiempo de carga. En el momento de la conexión del vehículo al punto de carga, se debe informar el tipo de carga (lento o rápido) y el periodo en que el coche estará estacionado. Si se elige carga lenta la batería se carga a través del tiempo de aparcamiento utilizando una potencia baja. En el caso de carga rápida la batería se carga con la máxima potencia sólo la última media hora del tiempo de aparcamiento preestablecido, y en el resto del tiempo la batería está disponible para su uso como almacenador por la micro red. Durante el período de carga lenta o rápida se sintonizan los pesos \mathbf{Q}_x y \mathbf{Q}_{N_p} en un valor positivo a fin de garantizar que la carga sea llevada a cabo a tiempo. Cuando se utiliza la batería como almacenador estas ponderaciones tienen valor nulo.

6 Resultados

El sistema de control propuesto fue aplicado al modelo de micro red presentado en [21]. Se realizó una simulación con un período de 24 horas utilizando el software Matlab [17]. Los controladores MPC fueron implementados con el toolbox Yalmip [16] y el solver CPLEX [14]. El objetivo de control es maximizar el uso de energía renovables, realizar la gestión de compra y venta de electricidad a la red externa, utilizar los almacenadores para minimizar las fluctuaciones entre la producción y la demanda, realizar la carga de vehículos eléctricos y satisfacer la demanda de carga en todos los instantes de tiempo.

En el primer gráfico de la figura 4 se muestra la potencia de la red (P_{red}), la potencia del electrolizador (P_{ez}), la potencia de pila de combustible (P_{fc}) y la potencia neta que es la diferencia entre la energía solar generada y la demanda (P_{net}). En el segundo gráfico se puede ver que el valor de SOC (*state of charge*) del banco de baterías y el NHM (nivel del hidruro metálico) el almacenador de hidrógeno. Analizando la figura se puede verificar que cuando no hay irradiación solar la micro red utiliza básicamente solamente los almacenadores y en el período donde hay sobra de energía solar los almacenadores son cargados y la energía excedente es vendida para la red externa. Como el objetivo del banco de baterías es amortiguar las oscilaciones de energía en una escala corta de tiempo es permitido que el SOC tenga una variación mas grande que el MHL.

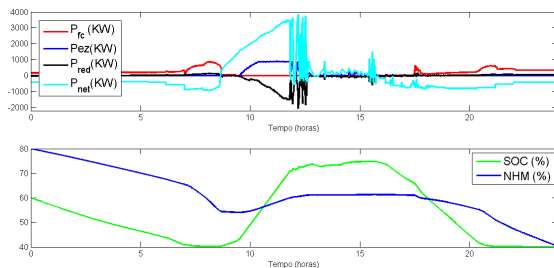


Figura 4: Fuentes de energía y carga de los almacenadores

En los gráficos de la figura 5 se puede ver las potencia de carga de los coches ($P_{c1}, P_{c2}, P_{c3}, P_{c4}$) y el SOC de las baterías de los coches ($SOC_{c1}, SOC_{c2}, SOC_{c3}, SOC_{c4}$). Los coches 1 y 3 utilizan carga rápida de manera que una parte del tiempo que están conectados a la red funcionan como almacenadores y sólo en los últimos 30 minutos las baterías se cargan en realidad. Los coches 2 y 4 utilizan carga lenta y tardan más tiempo para realizar la carga.

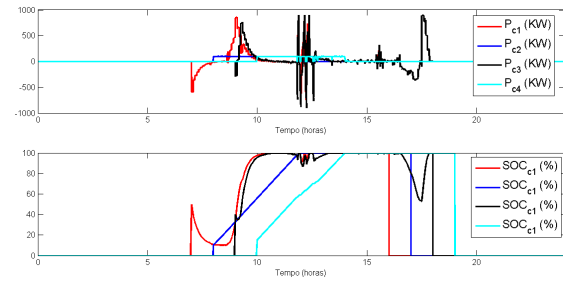


Figura 5: Carga de los coches

7 Conclusiones

El sistema de control propuesto presentó resultados satisfactorios, el manejo adecuado de la compra y venta de energía a la red externa, realizando la gestión de la utilización de las baterías de los coches eléctricos y la garantía de la demanda de carga. Para los próximos trabajos podemos citar la aplicación de la metodología propuesta a la micro red física, la utilización de restricciones que lleven en cuenta el tiempo de operación de la pila de combustible y el electrolizador de forma a evitar una conmutación repetida entre los dos equipos en un corto espacio de tiempo y la implementación de técnicas de control distribuido.

Agradecimientos

Los autores agradecen al CNPq por la financiación de la beca de estancia de doctorado en la Universidad de Sevilla y por la financiación de los proyectos CNPq401126/2014-5 y CNPq303702/2011-7, y al Ministerio de Economía y Competitividad la financiación de parte de los trabajos en el marco del proyecto DPI2013-46912-C2-1-R.

Referencias

- [1] Bashash, S., Fathy, H., (2011) Robust Demand-side Plug-in Electric Vehicle Load Control for Renewable Energy Management, *Proc. ACC*, pp 929-934.
- [2] Bemporad, A., Morari, M., (1999) Control of systems integrating logic, dynamics and constraints, *Automatica*, pp 407-427.
- [3] Bordons, C., García-Torres, F., Valverde, L. (1999) Gestión Óptima de la Energía en Micro redes con Generación Renovable, *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, pp 117-132.
- [4] Deilami, S., Masoum, A. S., Moses, P. S., 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*.

- [5] Del Real, A., Arce, A., Bordons, C., (2007) Hybrid model predictive control of a two-generator power plant integrating photo-voltaic panels and Fuel Cell, *IEEE CDC*.
- [6] Del Real, A., Galus, M. D., Bordons, C., Andersson, G., (2009) Optimal power dispatch of energy networks including external power exchange, *ECC 09*.
- [7] Di Giorgio, A., Liberati, F., Canale, S., (2013) Electric vehicle charging control in Smartgrids, *Mediterranean Conference on Control & Automation*, pp 268-279.
- [8] Fan, Z., (2011) A Distributed Demand Response Algorithm and Its Application to PHEV Charging in Smart Grids, *IEEE Trans. on Smart Grid*, pp 1280-1290.
- [9] Ferrari-Trecate, G., Gallestey, E., Letizia, P., Spedicato, M., Morari, M., Antonine, M., (2004) Modeling and control of co-generation power plants: a hybrid system approach, *IEEE Trans. of control systems technology*, pp 694-705.
- [10] Galus, M. D., La Fauci, R., Andersson, G., (2010) Investigating PHEV wind balancing capabilities using heuristics and model predictive control, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- [11] Galus, M. D., Simon Art, G. A., (2012) A hierarchical, distributed PEV charging control in low voltage distribution grids to ensure network security, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- [12] Gautschi, M., Scheuss O., Schluchter, C., (2009) Simulation of an Agent Based Vehicle-to-Grid (V2G) Implementation, *Internal Report EEH Power Systems Laboratory, ETH Zurich*.
- [13] Greenwell, W., Vahidi, A., (2010) Predictive Control of Voltage and Current in a Fuel Cell-Ultracapacitor Hybrid, *IEEE Trans. on Industrial Electronics*, pp 1954-1963.
- [14] ILOG, (2007) CPLEX.
- [15] Jiayi, H., Chuanwen, J., Rongi X., (2008) A review on distributed energy resources and Microgrid, *Renewable Sustainable Energy*, pp 2472-2483.
- [16] Löfberg, J., (2004) YALMIP: A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB, *Proceedings of the CACSD Conference*, Taiwan,
- [17] Mathworks, (2009) Matlab.
- [18] Richardson, P., Flynn, D., Keane, A., (2012) Optimal charging of electric vehicles in low-voltage distribution systems, *IEEE Trans. on Power Systems*, pp 268-279.
- [19] Valverde, L., Bordons, C., Rosa, F., (2012) Power Management using Model Predictive Control in a hydrogen-based microgrid, *Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*.
- [20] Valverde, L., Rosa, F., Bordons, C., (2013) Design, planning and management of a hydrogen-based microgrid, *IEEE*.
- [21] Valverde, L., Rosa, F., Del Real, A., Arce, A., Bordons, C., (2013) Modeling, Simulation and Experimental Set-up of a Renewable Hydrogen-based Domestic Microgrid, *Int. Journal of Hydrogen Energy*.
- [22] Gu, W., Wu, Z., Yuan, X., (2010) Micro-grid economic optimal operation of the combined heat and power system with renewable energy, *Power and Energy Society General Meeting*.