

Trabajo Fin de Grado
Ingeniería de las Tecnologías Industriales

Gestión de Energía para la Microrred en Cuenca
(Ecuador) usando Control Predictivo

Autor: Daniel Navarro Chamorro

Tutor: Carlos Bordons Alba

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

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Gestión de Energía para la Microrred en Cuenca (Ecuador) usando Control Predictivo

Autor:

Daniel Navarro Chamorro

Tutor:

Carlos Bordons Alba

Catedrático de Universidad

Dpto. Ingeniería de Sistemas y Automática

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Gestión de Energía para la Microrred en Cuenca (Ecuador) usando Control Predictivo

Autor: Daniel Navarro Chamorro

Tutor: Carlos Bordons Alba

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

A mi familia
A mis amigos,
A mis profesores.

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a Don Carlos Bordons Alba permitirme aprender de él y guiarme en este proyecto, es para mi un ejemplo y ha sido un gusto trabajar con él.

A José Fernando Charry Villamagua (estudiante de la Universidad de Cuenca) por la información y documentos que me han permitido completar el proyecto.

Quisiera agradecer a mis amigos todo lo que me han dado a lo largo de estos años de grado, porque aunque siempre ha habido buenas y malas, vosotros siempre estuvisteis en las peores, y gracias a eso hoy se cierra el círculo. Gracias amigos.

A mi hermano, por todo lo vivido, por todo lo aprendido, por hacerme ver luz en los peores momentos y por ser un ejemplo de superación, demostrándome que yo también podía. Gracias Emilio.

Por último, quiero agradecer a mis padres darme la oportunidad de poder estudiar una Ingeniería con todo lo que ello conlleva, por su apoyo constante a lo largo de estos años y por su espíritu de trabajo. Porque con trabajo todo es posible. Gracias Papá y Mamá, sin vosotros no sería nada en ningún sentido.

Resumen

Una microrred es un conjunto de fuentes, cargas y unidades de almacenamiento de energía que puede encontrarse conectado o aislado de la red de transporte. Para asegurar su correcto funcionamiento, estos sistemas cuentan con elementos de control y comunicación. En este Trabajo de Fin de Grado se propone un algoritmo de Control Predictivo Basado en Modelo (MPC) que gestione el intercambio energético en la microrred del Centro Científico y Tecnológico Balzay perteneciente a la Universidad de Cuenca, Ecuador.

A partir de un modelo dinámico del sistema en el que se incluyen los elementos de la microrred (fuentes, cargas, almacenamiento etc.) a controlar mediante *Model Predictive Control* (MPC) se realizan predicciones del estado en instantes sucesivos y se calculan las señales de control óptimas para obtener la salida deseada a lo largo de un horizonte de control.

Abstract

A microgrid is a combination of sources, loads and energy storage units which can be connected or isolated from the utility grid. In order to provide energy between themselves, these systems must follow an operation protocol, which can be implemented by a control strategy. This Final Degree Project shows how a Model Predictive Control algorithm presents itself as an useful option to control this kind of systems, being able to manage the energy exchange in a Microgrid, using the one at Campus Balzay from the University of Cuenca (Ecuador) as an example.

Model Predictive Control (MPC) is an advanced control method based on the resolution of an optimization problem, using a dynamic model of the system to control. This method makes state predictions in successive time steps, being able to calculate optimal control signals in order to obtain the desired output throughout an horizon.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
Notación	xxii
1 Introducción	24
1.1 <i>Antecedentes</i>	24
1.2 <i>Objetivo del Proyecto</i>	24
1.3 <i>Implementación</i>	25
2 Revisión del concepto de microrred	27
2.1 <i>Antecedentes</i>	27
2.2 <i>Concepto de Microrred</i>	28
2.3 <i>Ventajas del Uso de Microrredes</i>	30
2.4 <i>Tipos de Microrredes</i>	30
2.5 <i>Estrategias de Control</i>	31
3 Microrred Experimental del Centro Científico y Tecnológico de Investigación ‘Balzay’	33
3.1 <i>Descripción General de la Microrred</i>	33
3.2 <i>Componentes</i>	34
3.2.1 <i>Generación fotovoltaica</i>	34
3.2.2 <i>Generación eólica</i>	35
3.2.3 <i>Generación Mini-Hidro</i>	36
3.2.4 <i>Generación mediante Pila de Combustible</i>	36
3.2.5 <i>Generación con Grupos Electrónicos de Diesel y Gas</i>	38
3.2.6 <i>Generación con Fuente Programable</i>	38
3.2.7 <i>Almacenamiento con Baterías de Plomo-Ácido</i>	39
3.2.8 <i>Almacenamiento con Batería de flujo de Vanadio-Rédox</i>	39

3.2.9	Almacenamiento con Baterías de flujo de Ion-Litio	40
3.2.10	Almacenamiento con Banco de Supercondensadores	41
3.2.11	Almacenamiento de Hidrógeno	41
3.2.12	Carga Programable	42
3.2.13	Estación de Carga de Vehículos Eléctricos	43
3.2.14	Alimentación del Edificio del Laboratorio, Sistemas de control y Auxiliares	44
3.2.15	Emulador de Red de Distribución	44
3.2.16	Red Eléctrica Pública	44
3.2.17	Monitorización y Sistemas de Control	45
3.3	<i>Modo de Operación</i>	45
4	Principales Métodos para el Control de Microrredes	47
4.1	<i>Métodos Heurísticos</i>	47
4.1.1	Control mediante Banda de Histéresis	47
4.1.2	Control mediante Lógica Difusa	48
4.2	<i>Métodos Basados en Optimización</i>	49
4.3	<i>Control Predictivo Basado en Modelo</i>	50
4.3.1	Estrategia del MPC	50
4.3.2	Modelo del Proceso	51
4.3.3	Optimización	53
5	Diseño del controlador	55
5.1	<i>Esquema de Control</i>	55
5.2	<i>Modelado</i>	57
5.3	<i>Desarrollo Matemático</i>	60
5.3.1	Cambio de variables	60
5.3.2	Función de Coste	63
5.3.3	Restricciones	64
6	Implementación del controlador en MATLAB®	68
6.1	<i>Actualización de entradas al controlador</i>	68
6.2	<i>Definición del Modelo del Sistema</i>	69
6.3	<i>Creación de las Matrices del Optimizador</i>	70
6.4	<i>Imposición de Restricciones</i>	71
6.5	<i>Optimización</i>	72
6.6	<i>Actualización de Potencias</i>	72
7	Simulación y evaluación	74
7.1	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías a Media Carga, Carga Programable Baja</i>	77
7.2	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías Descargadas, Carga Programable Baja</i>	79
7.3	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías Cargadas, Carga Programable Baja</i>	81
7.4	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías a Media Carga, Carga Programable Alta</i>	83
7.5	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías Descargadas, Carga Programable Alta</i>	85
7.6	<i>Simulación en Día Soleado, Baterías Cargadas, Carga Programable Alta</i>	87
7.7	<i>Simulación en Día Nublado, Baterías a Media Carga, Carga Programable Alta</i>	89
7.8	<i>Simulación en Día Nublado, Baterías Descargadas, Carga Programable Alta</i>	91
7.9	<i>Simulación en Día Nublado, Baterías Cargadas, Carga Programable Alta</i>	93
8	Conclusiones y Desarrollo Futuro	96
8.1	<i>Comportamiento</i>	96
8.2	<i>Desarrollo Futuro</i>	96
	Referencias	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Distribución de la producción eléctrica mundial en el año 2017 [3].	28
Tabla 5.1 Notación y signo de potencias.	55
Tabla 5.2 Parámetros del modelo.	59
Tabla 6.1 Pesos de la función de coste.	70
Tabla 6.2 Límites de operación de los elementos de la microrred.	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Modelo eléctrico incluyendo una microrred obtenido de [5].	29
Figura 3.1: Esquema de buses de la microrred del laboratorio Balzay [2].	34
Figura 3.2: Sistemas de generación fotovoltaica [2].	35
Figura 3.3: Generadores eólicos [2].	36
Figura 3.4: Turbina mini-hidro [2].	36
Figura 3.5: Pila de combustible (negro) e inversor monofásico (azul). Cortesía de J.F. Charry	37
Figura 3.6: Generadores Diesel y Gas (GLP) [2].	38
Figura 3.7: Fuente Programable.	38
Figura 3.8: Baterías de Ácido de Plomo.	39
Figura 3.9: Batería de flujo de Vanadio – RedOx [2].	40
Figura 3.10: Banco de supercondensadores [2].	40
Figura 3.11: Banco de baterías de Ion – Litio [2].	41
Figura 3.12: Electrolizador y almacenamiento de hidrógeno [2].	42
Figura 3.13: Carga resistiva trifásica programable [2].	42
Figura 3.14: Kia Soul EV (Vehículo eléctrico).	43
Figura 3.15: Vehículo de carga Hyundai 10BTR-9.	44
Figura 4.1: Ejemplo de estrategia para Control mediante Banda de Histéresis.	48
Figura 4.2: Esquema de Control mediante Lógica Difusa.	49
Figura 4.3: Estrategia del Control Predictivo Basado en Modelo [22].	51
Figura 5.1: Flujo de potencias en la microrred.	57
Figura 6.1: Algoritmo del controlador implementado.	68
Figura 6.2: Algoritmo que constituye la definición del modelo del sistema.	70
Figura 7.1: Modelo de la Microrred.	74
Figura 7.2: Modelo de la Microrred con Controlador.	75
Figura 7.3: Balance de potencia en el sistema.	76
Figura 7.4: Variación de potencia en la conexión de un vehículo eléctrico.	
Figura 7.5: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga pequeña.	77
Figura 7.6: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga pequeña.	78
Figura 7.7: SOCs en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga pequeña.	78
Figura 7.8: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga pequeña.	79
Figura 7.9: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga pequeña.	80
Figura 7.10: SOCs en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga pequeña.	80
Figura 7.11: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga pequeña.	81

Figura 7.12: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga pequeña.	82
Figura 7.13: SOCs en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga pequeña.	82
Figura 7.14: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga alta.	83
Figura 7.15: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga alta.	84
Figura 7.16: SOCs en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga alta.	84
Figura 7.17: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga alta.	85
Figura 7.18: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga alta.	86
Figura 7.19: SOCs en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga alta.	86
Figura 7.20: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga alta.	87
Figura 7.21: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga alta.	88
Figura 7.22: SOCs en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga alta.	88
Figura 7.23: Potencias en la Microrred, día nublado, carga inicial media, carga alta.	89
Figura 7.24: Potencias en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial media, carga alta.	90
Figura 7.25: SOCs en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial media, carga alta.	90
Figura 7.26: Potencias en la Microrred, día nublado, carga inicial baja, carga alta.	91
Figura 7.27: Potencias en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial baja, carga alta.	92
Figura 7.28: SOCs en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial baja, carga alta.	92
Figura 7.29: Potencias en la Microrred, día nublado, carga inicial alta, carga alta.	93
Figura 7.30: Potencias en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial alta, carga alta.	94
Figura 7.31: SOCs en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial alta, carga alta.	94

Notación

$x(t)$	Valor de x en el instante t
$x(t + k t)$	Valor de x en el instante $t + k$ calculado en el instante t
x^*	Valor óptimo de x
Δx	Incremento de x
x_{min}	Valor mínimo de x
x_{max}	Valor máximo de x
\hat{x}	Valor predicho de x
$=$	Igual que
\neq	Distinto de
$<$	Menor que
$>$	Mayor que
\leq	Menor o igual que
\geq	Mayor o igual que
$f(x,y,z)$	Valor de f evaluada en x, y, z
$\min_x f$	Valor mínimo de f variando x
$\arg \min_x f$	Valor de x que minimiza f
$\sum_{i=1}^N$	Sumatorio desde $i=1$ hasta N
\forall	Para todo
s.a.	Sujeto a
z	Número complejo que resulta de aplicar la transformada Z
x	Entrada
y	Salida
u	Señal de control
d	Perturbación
J	Función de coste
w	Trayectoria de referencia
T_s	Tiempo de muestreo
I_n	Matriz de n filas y n columnas
$A_{m \times n}$	Matriz A con m filas y n columnas
A^T	Matriz traspuesta de A
$\frac{\partial x}{\partial y}$	Derivada parcial de x con respecto a y

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

Como norma general, en los países desarrollados se ha producido la mayor parte de la energía eléctrica que se consumía mediante un modelo de generación centralizada, es decir, se obtiene la energía eléctrica de un pequeño número de centrales, que utilizan fuentes de energía de diversos tipos (p.e. nuclear, combustibles fósiles, eólicas), para luego ser transportada y distribuida hasta su consumo. Este modelo de generación eléctrica conlleva grandes pérdidas energéticas durante el transporte debido a las grandes distancias existentes entre las centrales y las cargas, necesarias por las grandes extensiones de terreno que necesitan las centrales.

Por otro lado, existe el modelo distribuido. En este caso, la generación de energía eléctrica se puede realizar mediante distintos sistemas que se encuentran instalados en puntos cercanos a los consumidores, conectándose a la red de distribución como elementos individuales o en conjunto. Este modelo permite reducir las pérdidas con respecto al modelo centralizado, ya que se reducen las distancias por las que fluye la energía eléctrica durante su transporte.

Como se ha mencionado anteriormente, en la actualidad existen fuentes de generación de energía renovables, distintas a las clásicas (p.e. nuclear, combustibles fósiles), que permiten reducir la contaminación por gases de efecto invernadero o el vertido de residuos al medio ambiente. Éstas gozan de una capacidad de adaptación al modelo distribuido muy notable debido a los avances tecnológicos que se están produciendo en este ámbito. Como resultado de estos avances, las fuentes de energía renovables permiten ser instaladas en zonas rurales y en viviendas sin producir efectos negativos en el medio.

En la actualidad, el sistema eléctrico se encuentra en un proceso de transición, teniendo como objetivo abandonar el uso de combustibles fósiles y utilizar únicamente fuentes de energía renovables para la generación de energía eléctrica a medio-largo plazo. Por tanto, la tendencia consiste en abandonar el modelo de generación centralizado a favor del modelo de generación distribuido.

En una microrred se pueden encontrar sistemas de generación tanto convencionales como con fuentes de energía renovables. El concepto de microrred se asocia a un sistema compuesto por generadores, sistemas de almacenamiento y cargas capaz de autoabastecerse, permitiendo la conexión y desconexión de distintos elementos para gestionar la demanda de energía de manera eficiente. Esta gestión puede atender a diferentes criterios, tales como el ahorro económico o la vida útil de los componentes de la microrred.

En los últimos años, debido a los avances tecnológicos en los sistemas de generación y almacenamiento de energía unido al creciente interés de la población en la conservación del medio ambiente, distintas organizaciones han optado por financiar estudios sobre microrredes en distintas partes del mundo con el objetivo de llevar este sistema a las ciudades lo antes posible. En este documento, se pretende mostrar el control de gestión de la demanda de una microrred mediante Control Predictivo Basado en Modelo, en inglés, *Model Predictive Control (MPC)*.

1.2 Objetivo del Proyecto

El objetivo de este proyecto es realizar una gestión eficiente de los intercambios energéticos en los diferentes elementos que componen la microrred, para lo que se desarrollará y evaluará experimentalmente un controlador óptimo.

Tal y como se muestra en los siguientes capítulos de este documento, la microrred a controlar se encuentra en el Centro Científico y Tecnológico Balzay perteneciente a la Universidad de Cuenca, Ecuador. Para realizar los

experimentos relativos a este trabajo, se ha implementado un simulador de la mencionada microrred, la cual se analizará exhaustivamente más adelante.

Como ya se ha mencionado, se realizará un MPC para controlar los intercambios de potencia entre los distintos elementos que componen la microrred. Ésta técnica de control se engloba dentro de los controladores óptimos y la estrategia que sigue se basa en el cálculo de las señales de control óptimas a enviar al sistema a partir del estado predicho a lo largo de un horizonte de control y las señales de control en el instante anterior. Para implementar el controlador, el periodo de muestreo será de un segundo, el horizonte de control será de dos segundos y el horizonte de predicción será de diez segundos.

Una vez obtenidos el modelo y el controlador, se estará en disposición de realizar distintas simulaciones emulando diferentes comportamientos del ambiente, teniendo en cuenta, por ejemplo, la velocidad del viento para los aerogeneradores o la irradiación solar para las placas fotovoltaicas.

1.3 Implementación

Para la implementación del Proyecto se ha utilizado MATLAB® (*MATrix LABoratory*). MATLAB es un sistema informático de cómputo numérico que ofrece un entorno de desarrollo integrado con un lenguaje de programación propio, disponible para Windows entre otras plataformas y utilizado a lo largo de los estudios de grado. Entre otras funciones, permite la manipulación de matrices, la implementación algoritmos, la representación de datos y cuenta con múltiples funciones de optimización [1]. Además, dispone de un entorno de visualización práctico para la simulación de diferentes sucesos físicos antes de realizar pruebas con otros lenguajes de ejecución más rápida. En definitiva, MATLAB se presenta como una herramienta idónea para la implementación de este proyecto.

MATLAB cuenta con herramientas adicionales tales como *SIMULINK*®. SIMULINK es una herramienta gráfica que funciona sobre MATLAB y permite al usuario modelar y simular mediante bloques con entradas y salidas el comportamiento de distintos sistemas en tiempo continuo, discreto e híbrido. Las aplicaciones del conjunto MATLAB-SIMULINK se extienden a un gran número de campos de la ingeniería. En este proyecto se va a utilizar Simulink para modelar la microrred mediante bloques, para después conectarla a un bloque controlador que contendrá la función diseñada en Matlab que envía las señales óptimas de control a cada instante tal y como marcan las leyes del MPC.

Señalar, por último, que MATLAB admite distintos *TOOLBOXES* o cajas de herramientas que permiten ampliar sus funcionalidades. En este caso hemos utilizado la librería *MICROGRIDLIB* de Simulink, desarrollada en el grupo de investigación "Automática y Robótica Industrial", en la que se encuentran bloques que simulan el comportamiento de placas fotovoltaicas, aerogeneradores o distintos sistemas de almacenamiento de energía entre otros.

2 REVISIÓN DEL CONCEPTO DE MICRORRED

El concepto de microrred ha cobrado importancia en la última década como un sistema eléctrico integrado por distintas fuentes de generación de energía, funcionando de modo distribuido, siendo gran parte de estas fuentes de carácter renovable. A la generación de energía se le añade la posibilidad de almacenar energía eléctrica mediante baterías u otros sistemas de almacenamiento de distinta tipología, de forma que en caso de existir un excedente de energía en la microrred, ésta pueda suministrar energía de forma local a la red eléctrica [2].

En los últimos tiempos, investigaciones en el área de la microrred han tenido una amplia atención a nivel global debido a la incursión de las energías renovables no convencionales, a los avances en la gestión de la energía, la calidad de la energía y los sistemas de almacenamiento, protecciones y comunicaciones [2]. Además, generalmente las fuentes de energía renovables se caracterizan por tener una mayor modularidad, portabilidad y un menor impacto ambiental y tamaño con respecto a las fuentes de energía convencionales, lo que las convierte en elementos ideales a incluir en la microrred.

2.1 Antecedentes

El sistema eléctrico tradicionalmente se ha caracterizado por la generación de energía eléctrica de forma centralizada, lo que se traduce a grandes centrales eléctricas y grandes distancias desde la generación hasta el consumo, ya que las centrales se suelen encontrar alejadas de los núcleos urbanos, produciéndose en el transporte pérdidas considerables a nivel energético y, por ende, económico. Estas centrales son de tipología diversa: hidroeléctricas, eólicas, térmicas, maremotrices, fotovoltaicas, nucleares, de combustibles fósiles etc. Todas siguen la misma estrategia, la energía eléctrica, una vez generada, se eleva para su transporte a tensiones de línea de entre 400 y 330 kV (en España), para posteriormente ir disminuyendo la tensión según se van alcanzando redes de distribución de alta tensión (entre 45 y 132 kV), media tensión (entre 1 y 30 kV) y finalmente baja tensión (230 y 400 V), siendo los consumidores de ésta última los hogares.

En el otro lado de la balanza se encuentra el modelo de generación distribuida. En este caso, la producción no se localiza en grandes plantas, sino que la generación se realiza en puntos cercanos a los consumidores, de forma que las pérdidas en la distribución se disminuyen de manera considerable. Además, el modelo de generación distribuida cuenta con numerosas ventajas entre las que se encuentran:

- Posibilidad de ajustar la oferta y la demanda en tiempo real
- Capacidad de integración en el marco urbanístico y el transporte mediante vehículos eléctricos y edificios autosuficientes, respectivamente.
- Aumento del rendimiento y disminución de costes con el uso de instalaciones colectivas como pueden ser las microrredes.
- Autogestión del consumidor, pudiendo generar, almacenar o vender su propia energía.

En el marco de la generación distribuida, toma un mayor protagonismo la generación mediante energías renovables como por ejemplo mediante placas fotovoltaicas, aunque siguen aplicándose tecnologías clásicas como los motores de combustión interna.

Tabla 2.1 Distribución de la producción eléctrica mundial en el año 2017 [3].

	Producción eléctrica mundial*
Carbón/turba/esquistos bituminosos	38,5%
Gas natural	23%
Energía hidráulica	15,9%
Energía nuclear	10,3%
Otras renovables y residuos**	9%
Petróleo	3,3%

Tal y como se observa en la tabla 2.1, la incidencia de las energías renovables en el año 2017 era todavía inferior a la producción nuclear. En la búsqueda de un mayor protagonismo por parte de las energías renovables, y en conjunción con el modelo de generación distribuida, surge la idea de Redes Inteligentes o *Smart Grids* (SG). Citando a la *European Technology Platform of Smart Grids*, este concepto hace referencia a la posibilidad de integrar de forma inteligente a todos los elementos existentes en una red de distribución: generadores, consumidores y aquellos que realizan ambas funciones [24], por lo que el control del flujo de potencia, y por ende la red de distribución, juega un papel determinante.

2.2 Concepto de Microrred

Una microrred está compuesta por una serie de generadores, cargas y sistemas de almacenamiento energético en el que la energía se transmite de forma bidireccional, es decir, los consumidores (viviendas, negocios u otros edificios) pueden convertirse en productores e inyectar energía en la red de distribución en determinados casos. Esta característica le concede a la microrred la capacidad de funcionar eficientemente sin necesidad de estar conectada a la red de distribución eléctrica coordinando la oferta y la demanda. En definitiva, las *Smart Grids* son redes de distribución eléctrica combinadas con modernas tecnologías de la información (TIC), que proporcionan datos a los consumidores y a las empresas distribuidoras, lo que supone una gran ventaja para ambas partes. No obstante, el funcionamiento de este modelo de distribución eléctrica tiene el inconveniente de ser más complejo al clásico [4].

En la actualidad, las *Smart Grids* están siendo objeto de multitud de estudios y proyectos alrededor del mundo, teniendo una gran incidencia en Europa, donde en el año 2007 se establecieron planes relacionados a la eficiencia energética y a la reducción de gases de efecto invernadero (*SET Plan*) [5]. Los motivos, por tanto, no son puramente económicos, sino que debido a la facilidad para utilizar fuentes de energía renovables en las microrredes y al ahorro energético que suponen estas debido a la cercanía entre generación y consumo, al motivo económico se suma el motivo ecológico.

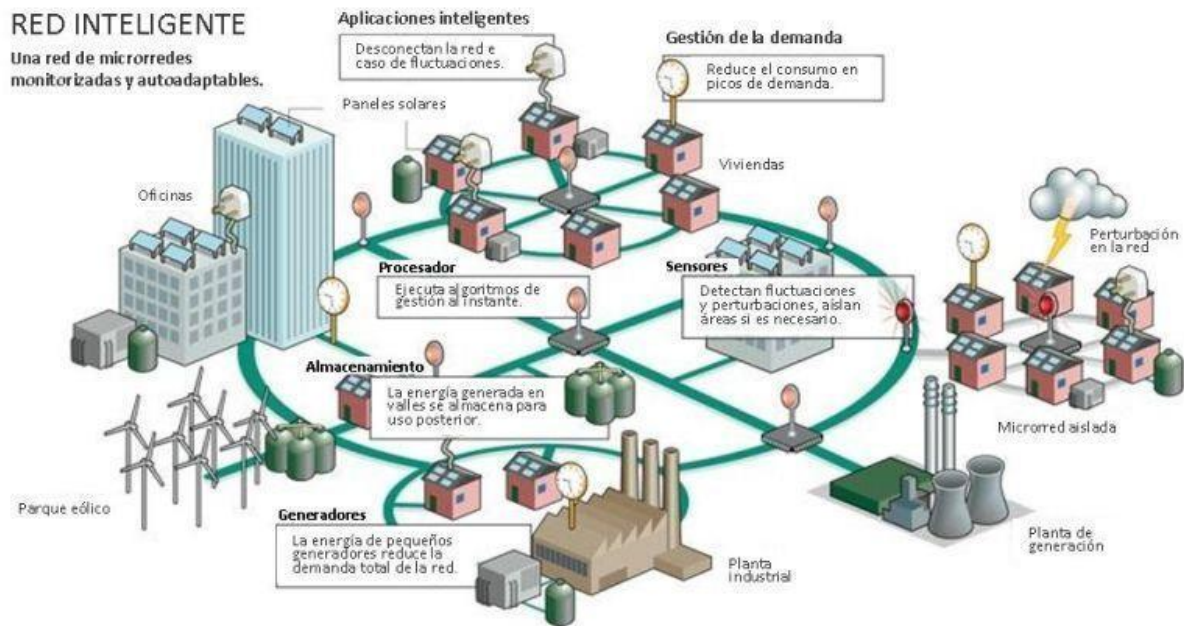


Figura 2.1: Modelo eléctrico incluyendo una microrred obtenido de [5].

Otro componente interesante de las *Smart Grids* son los vehículos eléctricos. Coincidiendo en el tiempo con el origen de las *Smart Grids*, el vehículo eléctrico ha irrumpido en el mercado automovilístico y va a jugar un papel importante en ellas, debido a que van a consumir una cantidad considerable de energía en la microrred, suministrada a través de puntos de recarga de distintas clases, lo que significa que la adecuada gestión de la carga del vehículo va a ser fundamental para mantener una estabilidad adecuada en la red, sin ocasionar picos de corriente que originen fallos en el sistema. En definitiva, el vehículo eléctrico y la reducción de emisiones de CO₂ que supone su aparición, suman en el plano ecológico que tanto prima en la actualidad y que tiene tanta importancia en las microrredes [5].

Una microrred tiene la capacidad de bien funcionar conectada a la red eléctrica o bien funcionar de forma aislada, aunque la mayor parte del tiempo se encuentra conectada. Es por esto que los sistemas de almacenamiento tienen una gran importancia en las microrredes, ya que dotan al conjunto 'Red + microrred' de fiabilidad. Existe un momento en el que esta fiabilidad desaparece para transformarse en pérdidas de carga, el de la transición de un estado al otro. Este problema se subsana con altos niveles de energía generada y almacenada y con rechazo momentáneo de las cargas no críticas.

Por último, cabe destacar que no todos los sistemas formados por fuentes distribuidas pueden ser considerados una microrred. El factor determinante para poder asignarles este término es el control y la optimización en la gestión de energía, hecho que no puede realizarse en cualquier carga. No obstante, como se ha mencionado con anterioridad, debido al auge de la 'Energía Verde', cada vez son más accesibles económicamente los equipos a los que se les pueden aplicar técnicas avanzadas de control y optimización.

Debido al gran número de definiciones existentes para el concepto de microrred, se exponen a continuación una serie de características que conforman una idea general sobre ellas [6]:

- Las microrredes son sistemas aislados.
- Los consumidores con fuentes propias constituyen una microrred.
- Dada la intermitencia en los equipos generadores de energía renovable, las microrredes no son sistemas seguros.
- En la actualidad, las microrredes tienen un coste demasiado elevado para un uso práctico.
- El uso de microrredes fuerza a los consumidores a adaptar el gasto según el estado de la generación, es decir, el consumidor puede no disponer en ciertos momentos de la energía que demande.

- Una microrred no puede hacer frente a interrupciones del suministro.

2.3 Ventajas del Uso de Microrredes

En apartados anteriores se han mencionado ciertas ventajas (e inconvenientes) de las microrredes, desde distintos puntos de vista como son el económico, medioambiental y tecnológico. En definitiva, se pueden resumir en cuatro puntos, a saber:

- **Mayor eficiencia:** Las pérdidas en el transporte son ínfimas debido a la cercanía entre productor y consumidor frente a un modelo centralizado donde este tipo de pérdidas alcanzan valores importantes por existir mayor distancia entre generación y consumo [7]. Además, la gestión óptima que se realiza de la energía permite aumentar la vida de los elementos que componen la microrred, así como una mejor calidad del suministro.
- **Menos costes:** Los beneficios económicos de una microrred está profundamente ligados a la calidad y eficiencia del sistema de control al que está asociada [8]. Toda vez que éste funcione deseadamente, no solo es posible optimizar costes, sino que, debido a la capacidad de funcionar tanto como sistema aislado como conectado a la red eléctrica, se estará en disposición de vender la energía generada a la red incrementando beneficios.
- **Menos emisiones:** Al igual que en el apartado de costes, el sistema de control está fuertemente ligado a los beneficios medioambientales que una microrred pueda ocasionar [8]. Al estar ligado el concepto de microrred a las fuentes de energías renovables, la aparición de ambas en el mercado eléctrico ocasiona una reducción de las emisiones debido a una disminución en el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, ya que fundamentalmente la energía generada proviene de fuentes renovables, tales como paneles fotovoltaicos o aerogeneradores.
- **Mayor seguridad de suministro:** Debido al almacenamiento interno que posee, una microrred permite proteger al consumidor de apagones puntuales. Asimismo, estando conectada a la red eléctrica, ayuda a mantener constante la frecuencia de la red y viceversa. Igualmente, gracias a los sistemas de automatización y control, es posible controlar consumos de potencia reactiva y activa.

2.4 Tipos de Microrredes

El hecho de que se pueda englobar el concepto de microrred en una definición no excluye que existan diferentes tipos de microrredes, ya que la definición expuesta en este documento no es una acogida a una norma. Según [9], una microrred no tiene que constar, por ejemplo, de un sistema de control óptimo o una conexión a la red eléctrica.

Aunque este documento se acoge a la definición de microrred anteriormente expuesta, el *Microgrid Institute* define las siguientes categorías, a las cuáles se pueden asociar la mayoría de las microrredes [9]:

- *Off-grid Microgrids:* Son aquellas que se encuentran aisladas de la red, es decir, no tienen posibilidad de conectarse a una red eléctrica externa. Pueden entenderse como ‘islas’, ya que en ellas se produce un intercambio de energía a pesar de que ésta nunca abandone la propia isla. El hecho de que estas microrredes solamente puedan funcionar aisladas, se debe normalmente a problemas geográficos o económicos, ya que suelen desarrollarse en lugares donde la distribución de energía eléctrica por parte de la red general no es posible [10], [11].
- *Campus Microgrids:* Este tipo de microrredes son las que se encuentran conectadas a la red eléctrica, sin embargo, pueden funcionar de forma aislada durante un periodo determinado de tiempo. Se caracterizan por encontrarse generación y carga en un mismo espacio, de forma que el propietario lo es tanto de la generación como del consumo, lo que evita obstáculos en la regulación y permite una gestión más eficiente y sencilla de la potencia (desde 4 MW hasta 40 MW) por parte del propietario [10]. Se

suelen encontrar en áreas de investigación sobre la materia, como son las universidades, así como en prisiones y bases militares [9]. En esta tipología se enmarca el proyecto objeto de este documento.

- *Community Microgrids*: En este caso, la microrred se encuentra integrada en la red con el objetivo de abastecer a clientes o servicios dentro de una misma comunidad con energía eléctrica. Asimismo, por el hecho de encontrarse integrada en la red eléctrica, determinadas viviendas pueden disponer de generadores de energía renovables que pueden abastecer su demanda de energía, así como las de otros miembros de la comunidad [12]. No es posible que operen de forma aislada, por lo que no se ajustan a la definición clásica de microrred [10].
- *District Energy Microgrids*: Son aquellas que proporcionan energía eléctrica y/o térmica a distintas instalaciones. Son capaces de lograr una mayor eficiencia así como optimizar los recursos locales, dando además una mayor consistencia a la red eléctrica de distribución de la zona en la que se encuentre [13].
- *Nanogrids*: Se pueden definir como una red eléctrica localizada en un solo edificio independiente, lo que las obliga a tener un reducido tamaño tal y como referencia su nombre. Se tratan por tanto de sistemas eléctricos a baja escala, con el objetivo de proporcionar energía a un solo edificio. En la actualidad, se están realizando estudios en esta rama con el objetivo de formar microrredes a partir de nanogrids localizadas en edificios cercanos, de forma que sean capaces de compartir energía entre ellos [14].

Tal y como se ha mencionado anteriormente, la microrred objeto de este documento se adapta a la definición que se ha ido realizando a lo largo de este apartado, teniendo posibilidad de funcionar en modo aislado o conectada a la red eléctrica.

2.5 Estrategias de Control

La arquitectura de un sistema se define como la organización fundamental de un sistema, que incluye sus componentes, las relaciones entre sí y el ambiente, y los principios que gobiernan su diseño y evolución [15]. Dentro de las distintas arquitecturas de control se destacan la centralizada, la descentralizada y la distribuida, las cuales han sido utilizadas en la industria con asiduidad.

Por un lado, la implementación centralizada destaca por tener una mayor precisión, ya que el control del proceso en cuestión es llevado a cabo por un solo controlador, el cuál recibe todas las señales proporcionadas por los sensores de la red y, tras el proceso de control, emite los valores que van a tomar los distintos actuadores para conseguir un correcto funcionamiento [16]. Es por tanto una configuración *master-slave* en el que el controlador trata de optimizar la operación de un conjunto formado por todos los subsistemas de la red o proceso, dejando a un lado el interés que puedan tener los propios subsistemas en optimizar su propia operación a costa del bien común.

Por otro lado, la implementación descentralizada delega en varios controladores el problema de control, reduciendo el gasto computacional, pero, a su vez, reduciendo también la precisión del controlador, ya que pueden solaparse datos de entrada/salida. Sin duda, el gran beneficio de este tipo de arquitectura, reside en la facilidad de implementación con respecto al centralizado, debido a la reducción de un problema en múltiples problemas de menor dificultad.

A medio camino entre centralizada y descentralizada, se encuentra la arquitectura de control distribuida. En ella, existen problemas que están relacionados entre sí, permitiendo la coordinación de subsistemas. Esta topología es característica de las microrredes en las que cada subsistema consta de un objetivo de control diferente a los demás. A mayor número de componentes de la microrred, aumenta el tránsito de datos entre los distintos controladores y subsistemas, necesiándose por tanto un mayor ancho de banda en el sistema de comunicación. No obstante, una implementación distribuida puede reducir el tránsito de datos con respecto a una centralizada, debido a la menor dificultad de los ‘subproblemas locales’ que componen el problema de optimización.

3 MICRORRED EXPERIMENTAL DEL CENTRO CIENTÍFICO Y TECNOLÓGICO DE INVESTIGACIÓN ‘BALZAY’

La planta física del laboratorio de microrred eléctrica objeto de estudio, está situada en un único edificio en la ciudad de Cuenca, Ecuador. El proyecto de microrred nace en el año 2012, cuando la Universidad de Cuenca lanzó el proyecto de creación del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación ‘Balzay’, con el objetivo de transformar las áreas técnicas del Plantel y contribuir al desarrollo local y nacional en el área de la investigación sobre nuevas formas de distribución de energía eléctrica. Gracias al Programa de Canje de la Deuda Externa de Ecuador frente a España (PCDEE), en el año 2013 se consigue financiación para llevar a cabo el proyecto anteriormente mencionado. Por tanto, el desarrollo de la microrred está motivado por tres causas:

- Docentes, para el uso por parte del alumnado de la Universidad de Cuenca.
- De investigación, fomentando la tendencia global en la búsqueda de nuevas formas de distribución de energía eléctrica.
- De desarrollo local, ayudando a la ciudad de Cuenca a tener a largo plazo una red eléctrica más segura y eficiente.

La microrred en cuestión cuenta con equipos de generación, de consumo, así como de almacenamiento de energía eléctrica, todo ello conectado con sistemas de control. Asimismo, el laboratorio de microrred eléctrica cuenta con una extensión tecnológica que contiene un pequeño parque de energía eólica, situado en el campus universitario Iquis, al sur de la ciudad de Cuenca, motivado por una mayor velocidad del viento con respecto al campus Balzay [2].

A continuación se dará una breve descripción de la microrred y se detallarán los equipos que componen la microrred, así como la estrategia de control que se ha implementado, objetivo principal de este proyecto.

3.1 Descripción General de la Microrred

El laboratorio de microrred eléctrica está compuesto por tres grupos principales, a saber: Generación, Almacenamiento y Consumo. Se encuentran conectados por medio de un bus de corriente alterna y los correspondientes sistemas de control y comunicación que serán descritos más adelante. El sistema cuenta con un elevado nivel de maniobrabilidad y fácil configuración en términos de software y hardware gracias a su doble embarrado, permitiendo agrupar más de una fuente de energía al mismo tiempo, pudiéndose ajustar en tiempo real la energía que maneja cada componente [2].

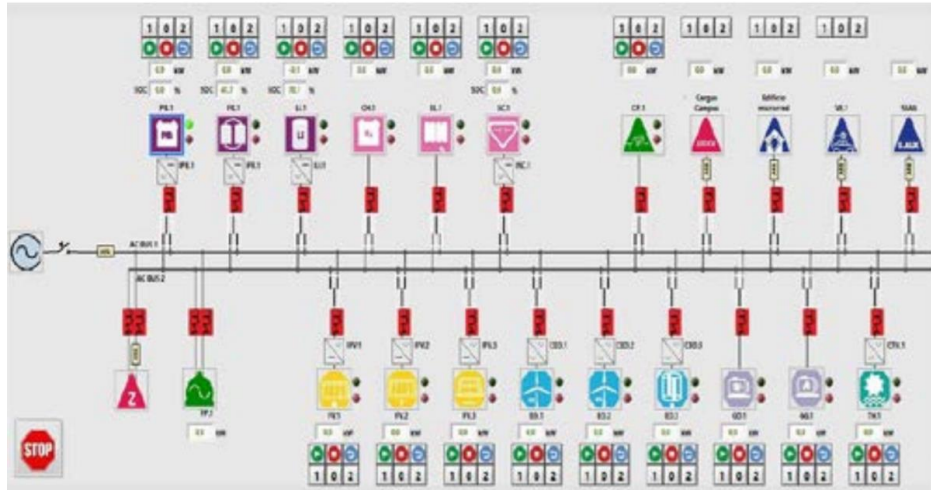


Ilustración 2

Figura 3.1: Esquema de buses de la microrred del laboratorio Balzay [2].

3.2 Componentes

3.2.1 Generación fotovoltaica

Con una capacidad nominal total de 35 kWp, el campo fotovoltaico de la microrred en cuestión se reparte en cuatro subconjuntos, a saber:

- 140 paneles solares fotovoltaicos de 250 Wp c/u. Fabricados por ATERSA (ESPAÑA). Son 60 fijos orientados un ángulo de 5 ° N de tipo monocristalino con capacidad de 15 kW. Además, contiene un inversor independiente de dos niveles fabricado por GPTEch con seguimiento del punto de máxima potencia. Puede operar tanto inyectando energía a la red o bajo la condición de isla.
- Otros 60 paneles fijos orientados de la misma forma, pero esta vez policristalinos. Al igual que el primer subconjunto, contiene un inversor independiente de dos niveles fabricado por GPTEch con seguimiento del punto de máxima potencia. Puede operar tanto inyectando energía a la red o bajo la condición de isla.
- Otros 16 paneles de 4 kWp de capacidad POLICRISTALINO MOVIL en un eje con capacidad de seguimiento al sol Este-Oeste.
- Los restantes 4 paneles tienen una capacidad de 1 kWp con capacidad de movimiento en 2 ejes de tipo policristalino, ambos seguidores son movidos por actuadores mecánicos-electricos, y están conectados a un inversor con capacidad nominal de 5 kW fabricados por FRONIUS conectados mediante ETHERNET al sistema de control.



Ilustración 3

Figura 3.2: Sistemas de generación fotovoltaica [2].

3.2.2 Generación eólica

Con una capacidad total de 15 kW, el parque eólico está compuesto por 3 aerogeneradores ubicados en el campus IRQUIS a 20 minutos de Cuenca.

- Dos de ellos son de eje horizontal de 3 palas con un área de barrido de 14.5 m^2 y capacidad nominal 5.5 kW para una velocidad del viento de 12 m/s. Uno de ellos se encuentra a una altura de 18 metros y el otro se encuentra a 24m. Se encuentran separados por una distancia de 12m. Ambos aerogeneradores son de la serie E70PRO fabricados por ENAIR (ESPAÑA). Están compuestos por un generador síncrono de imanes permanentes trifásico de 30 polos de neodimio N50 con voltaje de línea de salida de 220 V a 250 rpm, y están acoplados a un convertidor AC/DC y luego a un inversor (DC/AC) que contiene un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT que permite alcanzar un rendimiento superior al 97%. Cada aerogenerador tiene una resistencia cerámica de frenado de 3 kW conectada al AC/DC, para que en caso de error que imposibilite la conexión a la red, el aerogenerador no coja demasiada velocidad.
- El tercer aerogenerador es de eje vertical tipo DARRIEUS H (giromill). Se encuentra a 18 m de altura y está separado por 12 m de distancia de los otros dos aerogeneradores. Consta de una longitud de aspa de 5 m. Posee una potencia nominal de 5 kW a 100 rpm y su eje está acoplado directamente a un generador síncrono de imanes permanentes trifásico, y salida de 220 V de línea. De la misma forma a los otros dos se conecta a un convertidor AC/DC y posteriormente a un inversor DC/AC para inyectar energía a la red.

Los convertidores de potencia se encuentran comunicados mediante fibra óptica con la finalidad de acceder a los datos en tiempo real desde el SCADA. Se encuentra a aproximadamente 25km del laboratorio central localizado en Balzay (Cuenca).



Ilustración 4

Figura 3.3: Generadores eólicos [2].

3.2.3 Generación Mini-Hidro

El laboratorio cuenta con una microturbina hidroeléctrica con 5 kW de potencia nominal a 230 rpm fabricada por Smart Hydro Power (Alemania), tipo cinética-sumergida de 3 aspas. Se encuentra ubicada en un canal adjunto al río TomeBamba. Dicho canal consta de una longitud aproximada de 100 m y un caudal nominal de 5 m³/s. Se encuentra acoplada a un convertidor AC/DC y luego DC/AC para inyectar energía eléctrica a la barra principal de la microrred, a una distancia aproximada de 250 m. Adicionalmente, se cuenta con los equipos de control y comunicaciones en las adyacencias a la turbina con un enlace de fibra óptica conectada al SCADA, localizado en el edificio del laboratorio de la microrred. En época de sequía (agosto-febrero) no podrá utilizarse este equipo en su total capacidad debido a su dependencia con el caudal de agua. La turbina mini – hidro cuenta con una resistencia de frenado de 1 kW.



Ilustración 5

Figura 3.4: Turbina mini-hidro [2].

3.2.4 Generación mediante Pila de Combustible

La microrred cuenta con una celda de hidrógeno modelo T30S1 fabricado por CLANTECH (España), la cual posee una capacidad de 3 kW. Opera mediante una membrana de intercambio de protones (PEM). Es capaz de

producir 48 V DC. A su salida, está acoplada a un inversor DC/AC para inyectar energía al bus AC de la microrred.



Ilustración 6

Figura 3.5: Pila de combustible (negro) e inversor monofásico (azul). Cortesía de José Fernando Charry.

3.2.5 Generación con Grupos Electr6genos de Diesel y Gas

Se tienen en la microrred del laboratorio dos grupos electr6genos a Di6sel y Gas natural con opci3n a GLP (Gas L6quido Petr3leo) de 40 kVA y 44 kVA respectivamente fabricados por HIMOINSA (Espa1a), modelos HHW-35T6 y HGP-45T6NG respectivamente. Trabajan a 180 rpm, emplean un regulador de voltaje autom6tico tal que se obtiene un voltaje constante de 220 V de l6nea. Se dispone de tanques de almacenamiento auxiliares de mil litros de di6sel y de 2 m³ de gas para su eventual uso. Se encuentran conectados al SCADA mediante protocolo MODBUS TCP/IP.



Ilustraci3n 7

Figura 3.6: Generadores Diesel y Gas (GLP) [2].

3.2.6 Generaci3n con Fuente Programable

La microrred consta de una fuente programable en AC de 12 kVA de potencia, fabricada por PACIFIC POWER SOURCE (USA) de la serie ASX, capaz de alimentar cargas trif6sicas a frecuencias variables con componentes arm3nicas deseadas desde 15 Hz a 1200 Hz. Inyecta energ6a al bus AC del laboratorio de microrred mediante un perfil de alimentaci3n programable o bien con una referencia externa. Se maneja de forma remota mediante protocolo MODBUS TCP/IP. No se incluir6 en el modelado del problema de control en este proyecto.



Ilustraci3n 8

Figura 3.7: Fuente Programable.

Una vez detallados los equipos de generaci3n de energ6a el6ctrica de los que dispone la microrred en cuesti3n,

se detallarán los equipos de almacenamiento. Éstos pueden interactuar de forma dinámica en labores de carga y descarga de energía entre los diferentes elementos de generación y consumo. Dichos sistemas están conectados por distintos convertidores de potencia bidireccionales y a su vez por transformadores de aislamiento. Los convertidores de potencia están conectados al SCADA mediante un anillo de fibra óptica.

3.2.7 Almacenamiento con Baterías de Plomo-Ácido

Se cuenta con un banco de baterías de Plomo Ácido controlado por válvula (VRLA) de Gel. Dicho banco está compuesto por 84 celdas en serie, fabricadas por A600/Solar (USA), voltaje de 2 V y capacidad de 1130 Ah c/u. En total permiten obtener un voltaje de 168 V DC. Un convertidor de potencia con capacidad de 50 kW con su respectivo transformador de aislamiento permite realizar las tareas de carga y descarga del banco de baterías.



Ilustración 9

Figura 3.8: Baterías de Ácido de Plomo.

3.2.8 Almacenamiento con Batería de flujo de Vanadio-Rédox

Se tiene una batería tipo cellcube FB 20-100 de la casa GILDEMEISTER (Austria), con una potencia de salida de 20 kW y capacidad de almacenamiento de 100 kWh. Contiene dos recipientes que almacenan 5000 litros de vanadio líquido que circulan por un conjunto de 12 módulos de celdas que proporcionan energía a un bus de 48 V DC. A partir de dicho bus se alimenta un conjunto de inversores DC/AC marca SMA acoplados a un transformador de aislamiento trifásico que permite inyectar energía a la red. El sistema de control y monitoreo de parámetros de funcionamiento se realiza a través del SCADA además del monitoreo permanente de la casa fabricante.



Ilustración 10

Figura 3.9: Batería de flujo de Vanadio – RedOx [2].

3.2.9 Almacenamiento con Baterías de flujo de Ion-Litio

Se cuenta con un sistema de almacenamiento mediante un banco de baterías recargable de Ion-Litio modelo de celda ELPT392-0002 fabricado por SAMSUNG (Corea), con comunicación vía Ethernet al SCADA. El bloque está compuesto por 11 celdas en serie, siendo capaz de alcanzar un voltaje nominal de 642 V DC y pudiendo manejar una potencia y energía nominal de 88 kW y 44 kWh respectivamente. Es manejado por un convertidor de potencia bidireccional de dos niveles que permite la gestión de la carga y descarga a cualquiera de los buses AC de la microrred.



Ilustración 11

Figura 3.10: Banco de baterías de Ion – Litio [2].

3.2.10 Almacenamiento con Banco de Supercondensadores

La microrred dispone de un banco de supercondensadores compuesto por 10 condensadores modelo BMOD0130 fabricados por MAXWELL (USA) colocados en serie, con capacidad de 130 F la unidad. Por tanto, su capacidad equivalente de 13 F con un voltaje nominal de 560 V DC. Emplea un convertidor de potencia bidireccional de 15 kW controlado mediante el SCADA. Tiene como finalidad realizar compensación de energía en periodos transitorios.



Ilustración 12

Figura 3.11: Banco de supercondensadores [2].

3.2.11 Almacenamiento de Hidrógeno

Por último, se cuenta con un sistema de producción de Hidrógeno modelo EL500 fabricado por HELIOCENTRIS. Mediante electrólisis de bajo costo, produce 500 NI/h a 30 bar con una pureza de 99.94% a partir de agua destilada. El hidrógeno producido se almacena en un conjunto de depósitos con capacidad total de 200 litros a 30 bar. Para producir este nivel de energía necesita una potencia de 2390 W.



Ilustración 13

Figura 3.12: Electrolizador y almacenamiento de hidrógeno [2].

Una vez definidos todos los equipos de almacenamiento de energía existentes en la microrred, se van a pormenorizar las cargas que conforman la red. Estos elementos actúan como consumidores de la energía que se genera y almacena.

3.2.12 Carga Programable

Se cuenta con un banco de cargas trifásicas de tipo resistivo con capacidad de 150 kW variable, con pasos de 5 kW. Programable mediante protocolo MODBUS, fabricada por EMERSON NETWORK POWER (USA). Tiene como objetivo establecer el comportamiento de la microrred ante variaciones de carga.



Ilustración 14

Figura 3.13: Carga resistiva trifásica programable [2].

3.2.13 Estación de Carga de Vehículos Eléctricos

Se dispone de un vehículo eléctrico modelo KIA Soul EV (Corea), con motor-generador tipo síncrono de imanes permanentes con una potencia nominal de 81.4 kW, batería de polímeros de ion-litio de 90 kW y capacidad de 27 kWh, compuesta por 192 celdas en 8 módulos refrigeradas por aire y 360 V DC. Este vehículo tiene como finalidad realizar estudios sobre eficiencia energética aplicada a movilidad.

Se dispone además de una estación de carga lenta monofásica de 120 V y 16 A y otra bifásica de 220 V a 25 A, las cuales corresponden al modo 3 del ESTÁNDAR IEC 62196 y cuentan con conector tipo 1 que corresponde al ESTÁNDAR SAE J1772.

Además el laboratorio contiene un vehículo de carga industrial modelo HYUNDAI 10BTR-9, con capacidad de carga 1.5 Ton con motor para la tracción de 4.3 kW y motor para el sistema de bombeo hidráulico de 9 kW, ambos se alimentan eléctricamente con un convertidor de potencia DC/AC y batería de plomo ácido de descarga profunda de 24 V.



Ilustración 15

Figura 3.14: Kia Soul EV (Vehículo eléctrico).



Ilustración 16

Figura 3.15: Vehículo de carga Hyundai 10BTR-9.

3.2.14 Alimentación del Edificio del Laboratorio, Sistemas de control y Auxiliares

Se alimenta lo relacionado a las cargas de iluminación y oficinas de laboratorio, además de un sistema de respaldo de energía UPS con capacidad de 10 kVA, el cual alimenta el SCADA y las comunicaciones entre los distintos componentes.

Como sistemas auxiliares se cuenta con un módulo de enseñanza de energías renovables de la casa HELIOCENTRIS compuesto por un módulo de energía solar fotovoltaica de 1.5, kWp, una turbina eólica de 400 W y un generador de hidrógeno y celda de combustible con capacidad de 1.3 kW, manejados por un sistema de control independiente al SCADA de nuestra microrred.

3.2.15 Emulador de Red de Distribución

El módulo de conexión principal del laboratorio de microrred dispone de un terminal de conexión que permite conectar los dos buses AC de forma automática con la finalidad de emular líneas de transmisión de energía eléctrica en baja tensión. Este terminal permite soportar potencia de hasta 500 kW.

3.2.16 Red Eléctrica Pública

Sin ninguna duda, este elemento tiene una distinción especial dentro de los descritos en este capítulo. El hecho diferencial reside en la posibilidad por parte de la Red Eléctrica Pública de funcionar tanto como generador como de elemento de consumo. La microrred se encuentra conectada al alimentador 0523 de la subestación S/E 5 de la ciudad de Cuenca, dentro del área de concesión de la empresa eléctrica Centrosur. Está acoplada mediante un transformador trifásico Pad-Mounted de 400 kVA de capacidad nominal, aunque en la actualidad y de forma provisional, el transformador disponible consta únicamente de una capacidad de 150 kVA.

Funcionando como elemento generador, puede utilizarse puntualmente para alimentar cargas o maniboras de carga para los elementos de almacenamiento de energía antes descritos, según las pruebas que se desarrollen en el laboratorio.

En la otra cara de la moneda, funcionando como elemento de consumo, los elementos de la microrred pueden inyectar a la Red Eléctrica Pública energía, con una capacidad de 400 kW.

El funcionamiento en uno u otro modo de la Red Eléctrica Pública va a depender exclusivamente de los ensayos

experimentales que se realizan en el laboratorio de microrred.

3.2.17 Monitorización y Sistemas de Control

La microrred está controlada por un SCADA, cuya interfaz es manejada por LabView®. Dicho programa se encuentra instalado en un conjunto de servidores Lenovo modelo X3550 M5.

El sistema de control utiliza una arquitectura de anillo de fibra óptica, comunicando todos los dispositivos de interfaz hombre máquina (HMI) asociados a cada componente.

Por tanto, por un lado se permite el control a bajo nivel de cada uno de los componentes de la microrred, y por el otro, para el control a alto nivel, los HMI permiten el enlace entre el sistema de control y los convertidores de potencia mediante el protocolo Modbus TCP.

3.3 Modo de Operación

En función de la aplicación que se desea dar, los equipos de la microrred descritos a lo largo de este capítulo pueden ser configurados según diferentes estructuras. Tanto los campos fotovoltaicos como los aerogeneradores, así como la turbina mini-hidro, permiten únicamente el encendido y el apagado, sin embargo, el resto de elementos de los que se compone la microrred pueden ser modulados, teniendo un dominio total sobre los generadores a diésel y GLP, así como de la carga programable. Como se mencionaba anteriormente, el doble embarrado con el que está dispuesto el sistema, permite un alto nivel de maniobrabilidad [2], permitiendo de esta forma, hacer pruebas en una barra totalmente aislado del otro sistema. Se puede tener un microsistema en una barra conectado a red y en la otra barra funcionando un sistema aislado de red. Además, hay equipos como el generador a diésel que en este caso no está configurado para funcionar en sincronismo con la red, funcionando solamente en isla. Asimismo, es posible calibrar la inyección de potencia activa y reactiva, lo que posibilita probar los efectos en la red, o bien corregir el factor de potencia de la red.

4 PRINCIPALES MÉTODOS PARA EL CONTROL DE MICRORREDES

Tal y como se ha mencionado en capítulos anteriores, una parte fundamental de una microrred es el sistema de control, y más concretamente, la estrategia o método de control que va a gestionar el funcionamiento de la microrred en términos de generación y demanda energéticas, de manera que el almacenamiento de energía y la red de distribución externa puedan satisfacer, en todo momento, el balance de energía en el conjunto del sistema. Se le llama Sistema de Gestión Energética, o en inglés, *Energy Management System* (EMS), al sistema que realiza esta tarea, tratando de lograr un uso eficiente de los diferentes componentes de la microrred [17].

En el siguiente capítulo se exponen los principales métodos de control utilizados comúnmente en la actualidad para la gestión energética en microrredes, los cuales se pueden dividir en dos bloques: métodos heurísticos y métodos basados en optimización [8]. Asimismo, se enfatizará en el método objeto de estudio de este trabajo, este es, Control Predictivo Basado en Modelo, en inglés, *Model Predictive Control* (MPC).

4.1 Métodos Heurísticos

Los métodos heurísticos han sido comúnmente utilizados en el campo de la optimización, siendo capaces de obtener soluciones de forma rápida en problemas complejos que, incluso con el uso de super-ordenadores, pueden no tener una solución óptima. Para ello, sacrifican la exactitud de la solución a costa de reducir el coste computacional y el tiempo. No obstante, son capaces de encontrar una solución exacta en problemas de relativa sencillez.

Estos métodos suelen ser utilizados en las *Off-grids*, (descritas en el capítulo segundo de este documento), para encontrar una localización adecuada para el desarrollo de este tipo de microrredes [18].

A continuación se describirán dos métodos heurísticos conocidos en el estudio de las microrredes, a saber: control por banda de histéresis y control por lógica difusa.

4.1.1 Control mediante Banda de Histéresis

El método heurístico de control por Banda de Histéresis tiene un gran protagonismo en el campo de las microrredes. Según el ejemplo propuesto en [19], a partir del cual se va a explicar esta estrategia de control, una banda de histéresis consiste en el rango de funcionamiento existente entre dos valores límite de una variable del problema, en este caso, el *State of Charge* (SOC) o Estado de Carga del acumulador. Así, las unidades de almacenamiento de la microrred del ejemplo, electrolizador y celda de combustible, absorben energía o bien la ceden de acuerdo a la banda definida por los valores límite mencionados: en caso de falta de potencia será la celda de combustible la que cederá potencia, y en caso de llegar al estado máximo del SOC, será el turno del electrolizador, que comenzará a operar en ese momento de exceso de potencia.

Esta forma de operar tiene beneficios como la reducción de encendidos y apagados del electrolizador, que pueden mermar su esperanza de vida. Asimismo, el método del ejemplo logra una protección del acumulador, excluyéndolo de funcionamientos excesivamente largos.

Los valores límite adecuados del SOC deben ser calculados para lograr un control efectivo y de acuerdo con los requisitos de funcionamiento que exige el problema.

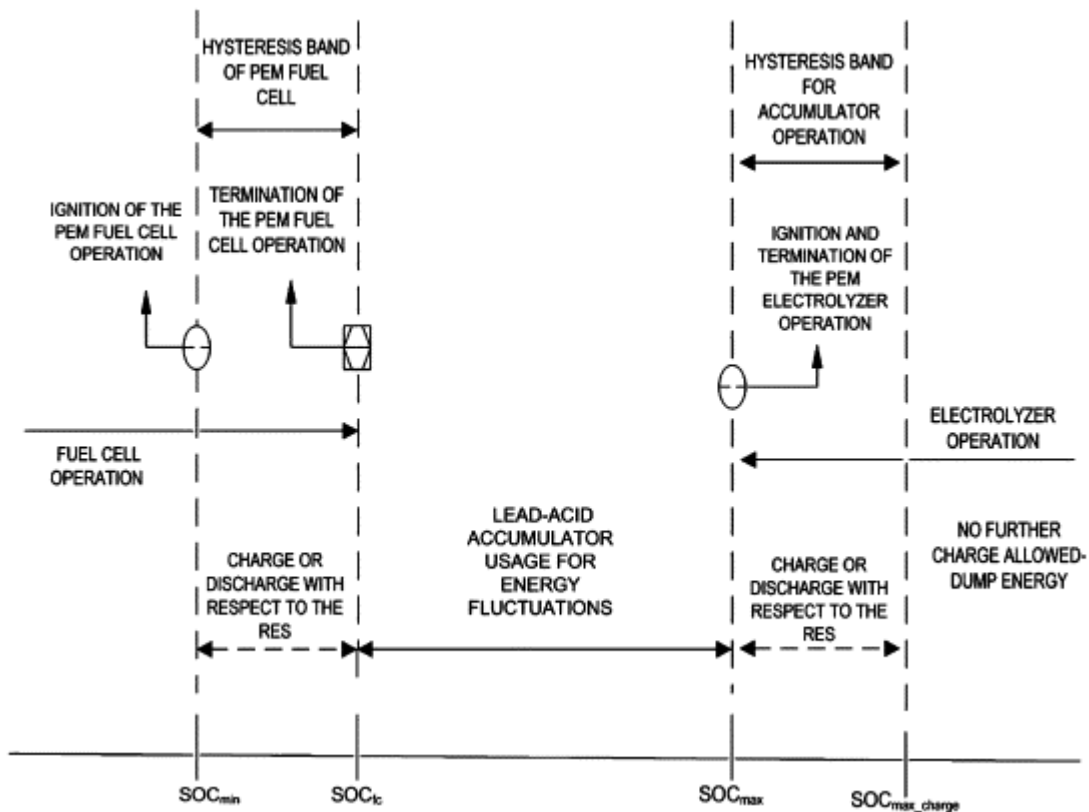


Ilustración 17

Figura 4.1: Ejemplo de estrategia para Control mediante Banda de Histéresis.

4.1.2 Control mediante Lógica Difusa

El método de Control mediante Lógica Difusa, se caracteriza por llegar a soluciones en problemas en los que los datos, variables, o en definitiva, la información disponible, tiene un carácter ambiguo o impreciso, de ahí el término *fuzzy* [20]. Por consiguiente, el control difuso se caracteriza por describirse mediante lo que se podría llamar lógica de descarte, es decir: Si ocurre un determinado suceso, entonces la señal de control tomará el valor 'X'.

Es por esto, que el control mediante lógica difusa carece de exactitud a la hora de dar soluciones con robustez. No obstante, el *Fuzzy Logic Control* (FLC) cuenta con algunas ventajas que lo hacen atractivo para afrontar ciertos tipos de problemas, estas son [20]:

- Aporta una estructura de trabajo ordenada y eficiente a partir de información dada de forma oral y difusa por parte de humanos expertos.
- Debido a su sencillez, es fácil de entender y simplifica el diseño del problema, lo que le otorga una rápida implementación y un menor coste con respecto a otros métodos.
- Es capaz de generar numerosas señales de salida a partir de cualquier número razonable de entradas.
- No necesita de un modelo para encontrar soluciones aproximadas al problema de control, además, proporciona controladores no lineales.

Su metodología consiste en lo siguiente: En primer lugar, los datos de entrada proporcionados son procesados, realizándose en ellos un emborronamiento o *fusificación*. En este primer paso, se les otorga ciertas características cualitativas un valor numérico. Una vez hecho esto, se toman decisiones en concordancia con unas relaciones lógicas llamadas Reglas Borrosas o Difusas. Finalmente, tiene lugar el proceso de desemborronamiento o *defusificación*, en el que se obtienen datos concretos que serán utilizados para generar las señales de control adecuadas que requiera el problema.

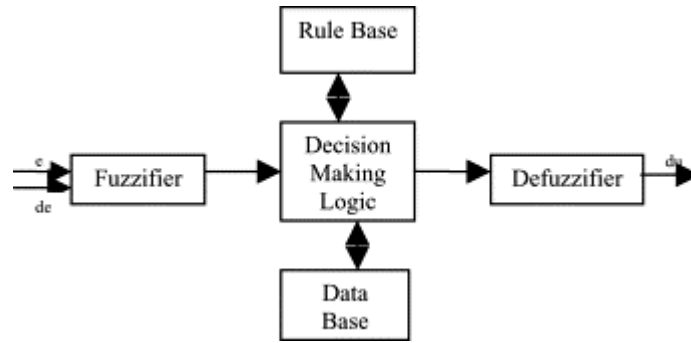


Ilustración 18

Figura 4.2: Esquema de Control mediante Lógica Difusa.

Pese a la facilidad de implementación de los métodos heurísticos que se acaban de exponer, el gran número de restricciones y variables que aparecen en la microrred objeto de estudio, hacen de ellos una mala estrategia a seguir para su control, ya que difícilmente se van a encontrar soluciones óptimas al problema [8].

4.2 Métodos Basados en Optimización

Los métodos de control Basados en Optimización, se caracterizan por entender el control sobre cierto sistema como la resolución de un problema de optimización atendiendo bien a criterios económicos, o bien a criterios energéticos. De este modo, el problema de control se resuelve minimizando una determinada función de coste que está sujeta a una serie de restricciones, determinadas por la naturaleza del sistema a controlar, ya que quedan definidas por los límites de funcionamiento, en este caso, de la microrred. La solución del problema de optimización arrojará los flujos óptimos de potencia de forma que se satisfagan las restricciones. La estructura de la mayoría de problemas de optimización sigue la siguiente formulación [21]:

$$\begin{aligned}
 & \text{minimize} && f(x) && x \in \mathbb{R}^n \\
 & \text{subject to} && c_i(x) = 0, && i \in E \\
 & && c_i(x) \geq 0, && i \in I.
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

Donde $f(x)$ es la *función objetivo*, y las funciones $c_i(x)$, $i = 1, 2, \dots, p$ son restricciones del problema en cuestión. Por tanto, si existe un punto x' que satisfaga todas las restricciones, se puede concluir que dicho punto es una solución factible del problema.

En el caso del control de microrredes, la función objetivo o de coste se adaptará en función de los objetivos. Normalmente, el resultado de las salidas debe seguir una determinada trayectoria de referencia w , empleando para alcanzarla el menor esfuerzo de control posible, Δu . Este es el caso del problema de control objeto de este documento, como se verá en capítulos posteriores. No obstante, existen casos en los que además del esfuerzo se tiene en cuenta también las señales de control u , para conseguir minimizar el consumo energético y económico. La función de coste suele tener la siguiente forma:

$$\begin{aligned}
 & J(\hat{y}(t+1|t), \dots, \hat{y}(t+N|t), \Delta u(t), \Delta u(t+1), \dots, \Delta u(t+N_u-1)) = \\
 & = \sum_{j=1}^N \delta(j) [\hat{y}(t+j|t) - w(t+j)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \lambda(j) [\Delta u(t+j-1)]^2
 \end{aligned} \tag{4.2}$$

donde $\delta(j)$ y $\lambda(j)$ son los pesos de la función de coste, esto es, la ponderancia que tienen en ella, y suelen estar asociados a costes de mantenimiento y operación. En el caso de la ecuación (6.2), a mayor $\lambda(j)$, mayor será la

penalización sobre el incremento de control, y a mayor $\delta(j)$, mayor será la penalización sobre el error de seguimiento de la trayectoria de referencia. Como se ha mencionado, la ponderancia de los pesos marcará la importancia de unos objetivos u otros dentro de la función, permitiendo que unos prevalezcan sobre otros que se consideren menos importantes dependiendo del problema.

Existen diversos métodos de resolución del problema de optimización, el empleo de uno u otro dependerá de la forma que tengan tanto la función de coste como las restricciones. Mediante las restricciones, se puede introducir el modelo de microrred en el problema de optimización [8], y a continuación, explorar los posibles métodos de resolución teniendo en cuenta su forma (p.e. lineal).

Una vez expuestos distintos métodos para afrontar problemas de control, se va a detallar el método objeto de este proyecto, el cuál se enmarca dentro de los métodos basados en optimización. Este es el *Model Predictive Control* (MPC).

4.3 Control Predictivo Basado en Modelo

El Control Predictivo Basado en Modelo, o en inglés, *Model Predictive Control* (MPC), es un método de control que optimiza una función de coste sujeta a una serie de restricciones. La función de coste o función objetivo, se obtiene a partir de un modelo dinámico del sistema a controlar, y representa el coste de la actuación de la señal de control según un criterio establecido. El MPC realiza predicciones del estado del sistema dentro de un horizonte de predicción, escogiendo entre las señales de entrada óptimas a introducir en el sistema a cada instante de acuerdo a algún criterio.

Asimismo, el MPC utiliza el concepto del *horizonte deslizante*, mediante el cual, se repite el esquema que se tiene desde la primera entrada de la señal de control, teniendo a cada instante nueva información disponible del estado del sistema a controlar. De esta forma, el MPC resuelve un problema dinámico de optimización en bucle abierto sujeto a las restricciones que marca el modelo del sistema, en lugar de atenerse a una ley de control predeterminada [8].

A pesar de no ser un método sencillo como en el caso de los métodos heurísticos, lo que incrementa el coste computacional [8], posee numerosas ventajas que hacen de la familia del MPC la más usada en la actualidad en la industria. A continuación se exponen algunas de ellas:

- Puede controlar una gran variedad de procesos.
- Debido a su carácter predictivo, puede compensar los tiempos muertos que puedan aparecer.
- Es capaz de compensar las perturbaciones medibles.

En la figura 4.3 se puede apreciar un esquema del funcionamiento del MPC.

4.3.1 Estrategia del MPC

La familia de controladores que siguen el control predictivo basado en modelo, se caracteriza por lo que se denomina una *estrategia deslizante* [22]. Tal y como se muestra en la figura, esta estrategia sigue tres premisas:

1. Dado un horizonte de predicción N , las señales de salida futuras se predicen en cada instante t usando el modelo del proceso. Dichas salidas, o mejor dicho, los valores que toman, son calculados en función de los valores conocidos hasta el instante t , tanto de las entradas como de las salidas ya producidas en instantes anteriores, así como también de las futuras señales de control $u(t + k | t)$, $k = 0, \dots, N - 1$, que son aquellas que se calcularán para ser enviadas al sistema.
2. Las señales de control futuras, que van a introducirse en el sistema, son calculados mediante la resolución de un problema de optimización que siga un determinado criterio, de forma que el proceso se asemeje lo máximo posible a una trayectoria de referencia $w(t + k)$. Normalmente, esta trayectoria toma la forma de una función cuadrática definida por la diferencia del error entre la predicción de la trayectoria de referencia y la predicción de la señal de salida. Igualmente, el esfuerzo de control se incluye en la función objetivo en la mayoría de los casos. Para poder encontrar una solución explícita,

el modelo del sistema debe ser uno lineal, aplicando un criterio cuadrático como el descrito en líneas anteriores, y evitando el uso de restricciones. No obstante, existen otros métodos para poder llegar a una solución, tales como métodos iterativos de optimización.

3. La señal de control $u(t | t)$ se envía al proceso, mientras que las futuras señales de control son rechazadas, ya que en el instante siguiente $y(t + 1)$ ya es conocida esta señal. De esta forma, se repite lo descrito en el punto 1, esta vez con el nuevo valor, actualizándose la secuencia de datos. Es por esto que la señal $u(t + 1 | t + 1)$ se calcula utilizando lo que anteriormente denominamos *horizonte regresivo*.

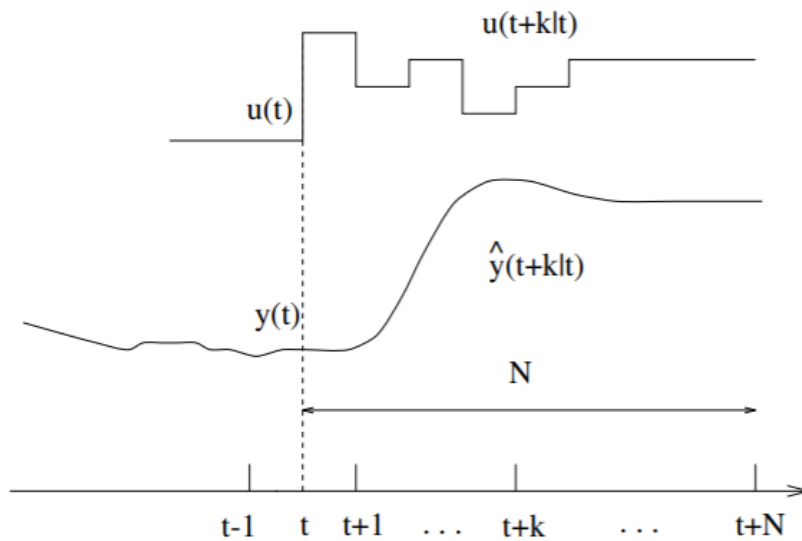


Ilustración 19

Figura 4.3: Estrategia del Control Predictivo Basado en Modelo [22].

El horizonte de predicción N es el horizonte en el cual se realizan las predicciones del estado del sistema. Como ya se ha mencionado anteriormente, el sistema debe modelarse de manera que se ajuste a su comportamiento real con cierta exactitud. Dicho modelo proporcionará la predicción de las salidas calculadas en el instante t , $\hat{y}(t + k | t)$, con $k = 1, \dots, N$, dadas las salidas calculadas en el pasado y las futuras señales de control $u(t + k | t)$, con $k = 0, \dots, N - 1$.

Dado el horizonte de control N_u , el modelo del sistema se puede escribir como sigue:

$$\hat{y}(t + k | t) = f(y(t), u(t | t), u(t + 1 | t), \dots, u(t + N_u | t)), N_u < N \quad (4.3)$$

4.3.2 Modelo del Proceso

El modelo matemático del sistema, en este caso la microrred, describe el comportamiento esperado del mismo. Dado un modelo, es posible representar las del sistema en relación a sus entradas. Es por esta razón, que una buena elección del tipo de modelo es un requisito indispensable para el correcto desarrollo posterior del controlador, ya que en función del modelo, el controlador asociado a él poseerá unas características determinadas, como son la complejidad o la efectividad del mismo [23]. Por tanto, es interesante encontrar un modelo del sistema lo más sencillo posible, sin dejar de lado que se ajuste correctamente al sistema real.

Existen multitud de modelos matemáticos a los que asociar un sistema, no obstante, en este capítulo se

expondrán los modelos lineales más utilizados en la industria, ya que cuentan con una simplicidad que va a permitir que el desarrollo del controlador se simplifique. Se exponen a continuación dichos modelos:

- Modelo de Respuesta Impulsional o Modelo de Convolución: En este modelo, la salida está relacionada a la entrada según una ecuación del tipo 4.4.

$$y(t) = \sum_{i=1}^{\infty} h_i u(t - i) \quad (4.4)$$

Donde h_i es la salida muestreada cuando el proceso recibe una señal de impulso. Solo se consideran N valores en el sumatorio. A pesar de ser un modelo muy intuitivo, es incapaz de representar modelos inestables. Además, necesita de un gran número de parámetros, ya que N suele ser un valor entre 40 y 50.

- Modelo de Respuesta ante Escalón: Este tipo de modelo es ampliamente utilizado en la modalidad de Control por Matriz Dinámica (DMC). Es similar al Modelo de Respuesta Impulsional, exceptuando que la señal de entrada es un escalón en lugar de un impulso. Para sistemas estables, la respuesta sigue el modelo de la ecuación 4.5.

$$y(t) = y_0 + \sum_{i=1}^N g_i \Delta u(t - i) \quad (4.5)$$

Donde $\Delta u = u(t) - u(t - 1)$ y g_i se corresponde con la salida muestreada. Este modelo posee las mismas ventajas e inconvenientes que el modelo anterior.

- Modelo de Función de Transferencia: Usado en multitud de estrategias de control tales como: Control Predictivo Generalizado (GPC), Control Adaptativo de Predicción Extendida (EPSAC) o Control Adaptativo de Horizonte Extendido (EHAC). Este modelo toma la forma de una función de transferencia, siguiendo la salida la ecuación 4.6.

$$A(z^{-1})y(t) = B(z^{-1})u(t) \quad (4.6)$$

Donde

$$\begin{aligned} A(z^{-1}) &= 1 + a_1 z^{-1} + a_2 z^{-2} + \dots + a_{na} z^{-na} \\ B(z^{-1}) &= b_1 z^{-1} + b_2 z^{-2} + \dots + b_{nb} z^{-nb} \end{aligned}$$

- Representación en Espacio de Estados: Además de en MPC, es utilizado en Controladores con Factor de Corrección de Potencia (PFC). Este método es el que se va a utilizar en el proyecto de microrred de este documento, y toma la forma de la ecuación 4.7.

$$\begin{cases} x(t - 1) = Ax(t - 1) + Bu(t - 1) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (4.7)$$

Donde x representa el estado y A, B y C son matrices cuyos valores dependerán del sistema concreto. A y B son matrices de entrada, siendo C la matriz relacionada con la salida. Este modelo permite una comprensión directa del sistema, lo que le confiere un carácter intuitivo a diferencia de otros modelos. Asimismo, tiene la ventaja de poder ser utilizado en problemas multivariables de una manera directa.

4.3.3 Optimización

Con el objeto de conseguir las señales de control óptimas, se minimiza una función de coste que satisface ciertas restricciones. Usualmente, dicha función de coste tiene la forma de la ecuación 4.2, donde se tiene en cuenta el incremento de la señal de control y la diferencia entre la salida y la referencia. En la ecuación 4.8 se describe el problema de optimización a resolver, que cuenta con dos restricciones.

$$\begin{aligned}
 u^* = \arg \min & (J(\hat{y}(t+1|t), \dots, \hat{y}(t+N|t), \Delta u(t), \Delta u(t+1), \dots, \Delta u(t+N_u-1))) \\
 \text{s. a.} & \quad \hat{y}(t+k|t) = f(y(t), u(t|t), u(t+1|t), \dots, u(t+N_u|t)) \\
 & \quad g(y(t), y(t+1), \dots, y(t+N), u(t), u(t+1), \dots, u(t+N_u)) \leq 0
 \end{aligned} \tag{4.8}$$

La primera restricción en el problema descrito anteriormente es el modelo del sistema, imprescindible para predecir el estado en función de la señal de control enviada. Asimismo, se pueden definir otros tipos de restricciones, dadas por ecuaciones de desigualdad o igualdad. Asíduamente, se utilizan restricciones sobre la señal de control y su incremento, y sobre el valor de la salida.

5 DISEÑO DEL CONTROLADOR

Una vez explicados algunos conceptos generales sobre el control de sistemas y microrredes, en este capítulo se particulariza el caso de la microrred experimental del Campus Balzay de la Universidad de Cuenca (Ecuador). En este contexto, se expondrá en el diseño del controlador de la citada microrred, así como el modelado de la microrred.

5.1 Esquema de Control

A continuación, en la Tabla 5.1, se muestra la notación con la que se van a designar los componentes de la microrred objeto de estudio. Asimismo, en la Figura 5.1, se muestra el esquema de la microrred. En ella se pueden apreciar los subgrupos (generación, almacenamiento y demanda) que componen la microrred. Además, en ella se muestra la dirección positiva que sigue la energía en cada componente, así como la bidireccionalidad de conexión de la microrred con la red eléctrica, la cual puede absorber o ceder energía dependiendo del caso en cuestión.

Tabla 5.1 Notación y signo de potencias.

Tabla 2

Potencia	Notación	Signo Positivo	Signo Negativo
Placas Fotovoltaicas	P_{sun}	Hacia la microrred	-
Aerogeneradores	P_{wind}	Hacia la microrred	-
Mini-Hidro	P_{MH}	Hacia la microrred	-
Grupos Electr6genos Diesel y Gas/GLP	P_{DG}	Hacia la microrred	-
Celda de Hidr6geno	P_{H_2}	Hacia la microrred	-
Baterías de Ácido - Plomo	P_{pb}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Baterías de Ion – Litio	P_{li}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Baterías de Vanadio	P_{van}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Electrolizador	P_{elz}	Desde la microrred	-
Supercondensador	P_{sc}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Carga Programable	P_{carga}	Desde la microrred	-
Coche eléctrico Kia	P_{kia}	Desde la microrred	-
Vehículo eléctrico industrial Hyundai	P_{hyu}	Desde la microrred	-
Demanda	P_{demand}	Desde la microrred	-
Red eléctrica	P_{grid}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia generada	P_{gen}	Hacia la microrred	-
Potencia almacenada	P_{sto}	Hacia la microrred	Desde la microrred

Potencia demandada	P_{load}	Desde la microrred	-
Potencia generada controlable	P_u	Hacia la microrred	-
Potencia neta	P_{net}	Hacia la microrred	Desde la microrred
Potencia de balance	$P_{balance}$	Exceso	Déficit
Potencia del sistema	P_{sist}	-	-

Dentro de los sistemas de generación, se ha diferenciado entre equipos cuyas potencias son tratadas más adelante como señales de control, denominando a dicho conjunto de potencias ‘Potencia generada controlable’, y el resto. Por otra parte, se ha denominado ‘Potencia Neta’ a la diferencia entre la potencia generada no controlable y la potencia consumida, excluyendo de este cálculo el uso de los sistemas de almacenamiento y la red eléctrica. Además, se llama ‘Potencia de Balance’ a la potencia resultante del intercambio de energía que tiene lugar en la microrred cuando ésta funciona de forma aislada o en modo isla. Por último, la ‘Potencia del Sistema’, tiene en cuenta el intercambio completo que se puede dar en el sistema completo, formado por microrred y red eléctrica.

Con todo, se obtienen las ecuaciones 5.1 en las que se relacionan los elementos de la microrred:

$$\begin{aligned}
 P_{gen} &= P_{wind} + P_{sun} + P_{MH} \\
 P_{sto} &= P_{pb} + P_{li} + P_{van} + P_{sc} - P_{elz} \\
 P_{load} &= P_{carga} + P_{kia} + P_{hyu} + P_{demand} \\
 P_u &= P_D + P_G + P_{H_2}
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

Asimismo, la ecuación 5.2 define las potencias anteriormente mencionadas, donde la premisa a seguir es $P_{sist} = 0$:

$$\begin{aligned}
 P_{net} &= P_{gen} - P_{load} \\
 P'_{net} &= P_{net} + P_u \\
 P_{balance} &= P'_{net} + P_{sto} \\
 P_{sist} &= P_{balance} + P_{grid}
 \end{aligned}
 \tag{5.2}$$

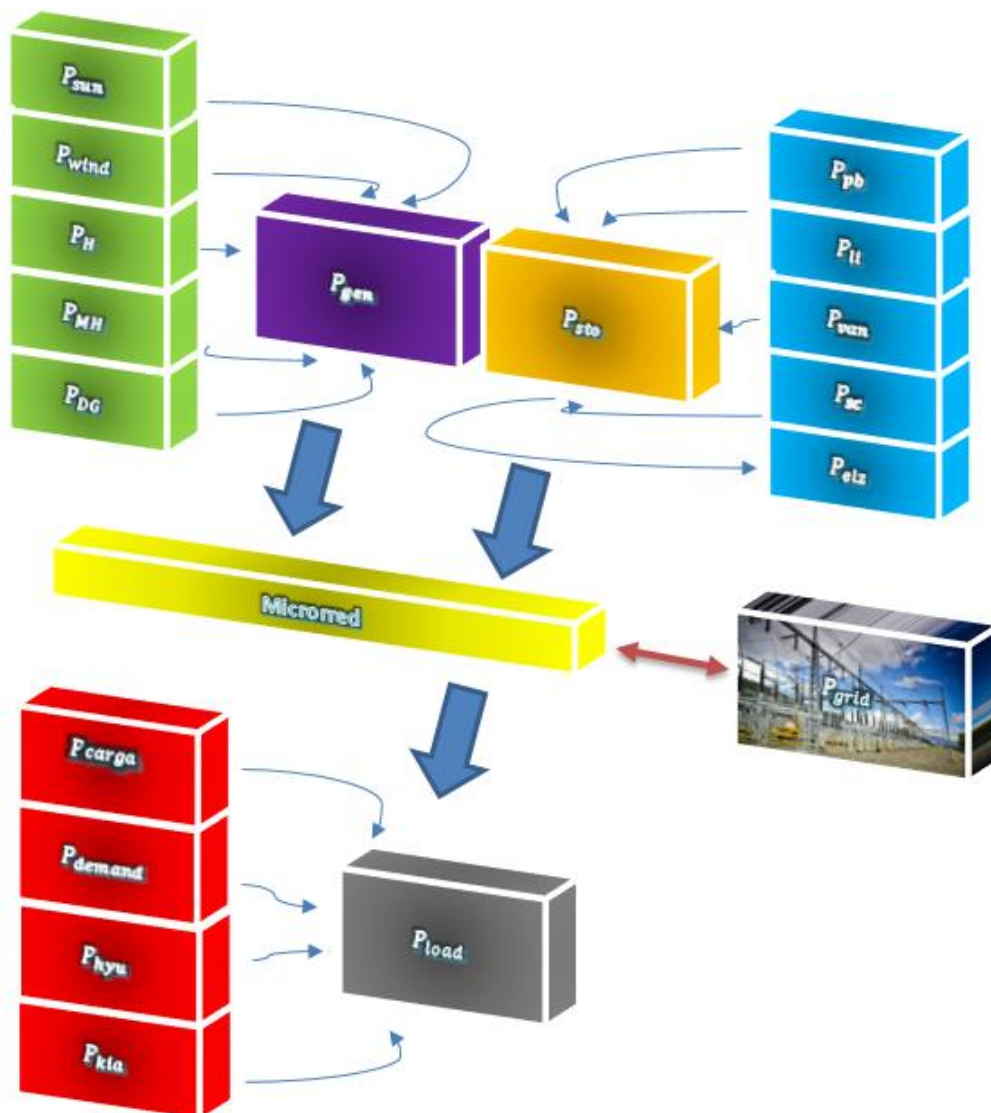


Ilustración 20

Figura 5.1: Flujo de potencias en la microrred.

5.2 Modelado

Una vez se encuentra definida la microrred mediante las ecuaciones 5.1 y 5.2, se debe encontrar un modelo del sistema que represente su comportamiento con precisión. Ya que la relación entre la potencia de cada uno de los componentes, así como el estado de carga de las baterías (SOC), se asemejan a una función lineal, el sistema se puede modelar mediante una representación en espacio de estados, tal y como se vió en el capítulo anterior. Así, según la ecuación 5.3:

$$\begin{aligned} x(t+1) &= Ax(t) + Bu(t) + Dd(t) \\ y(t) &= Cx(t) \end{aligned} \quad (5.3)$$

Donde $x(t)$ se corresponde con el vector de estado, $u(t)$ equivale a la señal de control, $d(t)$ representa las perturbaciones que puedan ocurrir en el sistema y finalmente, la salida queda representada por $y(t)$.

La ecuación 5.4 representa el estado del sistema, el cual se modela en función de los estados de las baterías y la cantidad de hidrógeno existente en el almacén de hidrógeno. Además, en la ecuación se observa que la salida se corresponde con el estado.

$$x(t) = y(t) = [SOC_{pb}(t) SOC_{li}(t) LOH(t) SOC_{van}(t) SOC_{sc}(t)]^T \quad (5.4)$$

Donde $LOH(t)$ indica el nivel de H_2 existente. Las baterías de plomo son la encargadas de permitir el cumplimiento del balance de potencia. Es por esto que las variables de control son las potencias de las baterías (excepto la de plomo), del electrolizador, así como de la red eléctrica y los equipos que conforman la 'Potencia generada controlable'. Por tanto, tal y como se aprecia en la ecuación 5.5, el vector que contiene las variables de control es una fila compuesta por las ocho componentes descritas:

$$u(t) = [P_{grid}(t) P_{li}(t) P_{elz}(t) P_{van}(t) P_{sc}(t) P_{H_2}(t) P_G(t) P_D(t)]^T \quad (5.5)$$

Ya que tanto generación (no controlada) como demanda no forman parte del sistema de control, se deben tratar como perturbaciones dentro del modelo (5.6).

$$d(t) = P_{net}(t) \quad (5.6)$$

Una vez representados los vectores de estado, variables de control y perturbaciones, se debe obtener un modelo lineal de cada uno de los componentes de la microrred, relacionando los estados con las señales de control mediante su rendimiento.

Las distintas baterías van a seguir modelos lineales similares. Teniendo en cuenta que se descargan al aumentar la potencia que intercambian con la microrred, la bancada de baterías de ácido plomo se puede modelar mediante el siguiente balance de energía:

$$SOC_{pb}(t + 1) = SOC_{pb}(t) - \frac{\eta_{pb} T_s}{C_{max_{pb}}} P_{pb}(t) \quad (5.7)$$

donde $C_{max_{pb}}$ se entiende como la capacidad de la batería, η_{pb} hace referencia al rendimiento y T_s es el tiempo de muestreo.

Como se ha mencionado anteriormente, la potencia en la batería de plomo no es una señal de control del sistema, por lo que se debe expresar en función de las señales que sí son de control, estas son, el resto de potencias de las baterías y la red y la potencia de generación controlada. Por tanto, siguiendo el balance energético de la ecuación (5.8), se consigue la expresión necesaria:

$$P_{pb}(t) = -P_{net}(t) - P_{grid}(t) - P_{van}(t) - P_{sc}(t) - P_{li}(t) + P_{elz}(t) - P_{H_2}(t) - P_G(t) - P_D(t) \quad (5.8)$$

Entonces, uniendo las ecuaciones (5.7) y (5.8), se obtiene el modelo de la batería de plomo en función de las variables de control (5.9).

$$SOC_{pb}(t+1) = SOC_{pb}(t) - \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} (-P_{net}(t) - P_{grid}(t) - P_{van}(t) - P_{sc}(t) - P_{li}(t) + P_{elz}(t) - P_{H_2}(t) - P_G(t) - P_D(t)) \quad (5.9)$$

Como se ha mencionado, el resto de modelos de las baterías sigue una estructura similar a la de ácido plomo, siendo la de la bancada de litio la expresada en (5.10).

$$SOC_{li}(t+1) = SOC_{li}(t) - \frac{\eta_{li}T_s}{C_{max_{li}}} P_{li}(t) \quad (5.10)$$

En cuanto al electrolizador, el nivel de hidrógeno aumenta conforme aumenta la potencia. Además, en su ecuación debe añadirse el consumo de hidrógeno de la celda de hidrógeno (5.11).

$$LOH(t+1) = LOH(t) + \frac{\eta_{elz}T_s}{V_{max}} P_{elz}(t) - \frac{\eta_{H_2}T_s}{V_{max}} P_{H_2}(t) \quad (5.11)$$

donde V_{max} es el volumen máximo de H_2 y el ultimo término representa el consumo de hidrógeno por parte de la celda.

Finalmente, se obtienen los modelos de las baterías restantes de la forma indicada anteriormente, tal y como expresan las ecuaciones (5.12) y (5.13), las cuales contienen los modelos de las batería de vanadio y el supercondensador, respectivamente.

$$SOC_{van}(t+1) = SOC_{van}(t) - \frac{\eta_{van}T_s}{C_{max_{van}}} P_{van}(t) \quad (5.12)$$

$$SOC_{sc}(t+1) = SOC_{sc}(t) - \frac{\eta_{sc}T_s}{C_{max_{sc}}} P_{sc}(t) \quad (5.13)$$

En la tabla 5.2 se recogen los valores de los diferentes parámetros descritos en las ecuaciones anteriores, obtenidos de los *datasheet* de los distintos componentes de la microrred. Los rendimientos han sido calculados de forma experimental en [23]:

Tabla 5.2 Parámetros del modelo.

Tabla 3

	η	C_{max} (Ah)	V_{max} (Nm ³)
Batería de plomo	0.2 (6% V ⁻¹)	1130	-
Batería de litio	0.2318 (6% V ⁻¹)	753.89	-
Electrolizador	0.0238 (m ³ / skW)	-	0.2
Batería de Vanadio	0.2 (6% V ⁻¹)	2083.3	-
Supercondensador	0.25 (6% V ⁻¹)	1300	-

Celda de H₂	0.232	-	0.2
-------------------------------	-------	---	-----

Finalmente, teniendo en cuenta las ecuaciones descritas anteriormente en este apartado, el modelo matemático de la microrred se define por las ecuaciones (5.14) y (5.15), en las que se expresan el modelo y las matrices del sistema, respectivamente.

$$\begin{bmatrix} SOC_{pb}(t+1) \\ SOC_{li}(t+1) \\ LOH(t+1) \\ SOC_{van}(t+1) \\ SOC_{sc}(t+1) \end{bmatrix} = A \cdot \begin{bmatrix} SOC_{pb}(t) \\ SOC_{li}(t) \\ LOH(t) \\ SOC_{van}(t) \\ SOC_{sc}(t) \end{bmatrix} + B \cdot \begin{bmatrix} P_{grid}(t) \\ P_{li}(t) \\ P_{elz}(t) \\ P_{van}(t) \\ P_{sc}(t) \\ P_{H_2}(t) \\ P_D(t) \\ P_G(t) \end{bmatrix} + D \cdot [P_{net}(t)] \quad (5.14)$$

$$A = I_5$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & -\frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} & \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} \\ 0 & -\frac{\eta_{li}T_s}{C_{max_{li}}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\eta_{elz}T_s}{V_{max}} & 0 & 0 & -\frac{\eta_{H_2}T_s}{V_{max}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -\frac{\eta_{van}T_s}{C_{max_{van}}} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{\eta_{sc}T_s}{C_{max_{sc}}} & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.15)$$

$$C = I_5$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\eta_{pb}T_s}{C_{max_{pb}}} \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

5.3 Desarrollo Matemático

Una vez obtenido el modelo del sistema, se debe realizar el cambio de variables necesario para poder introducirlo en la función de coste y resolver el problema de optimización en torno a la función de coste implementada.

5.3.1 Cambio de variables

En el apartado anterior se ha obtenido un modelo lineal de la microrred mediante representación en espacio de estados, (como se vio en el capítulo anterior) en el que los estados dependen de las señales de control, así como

de las perturbaciones. Con el objetivo de simplificar el modelo, las perturbaciones se introducen en el vector de estado, resultando las denominadas *matrices ampliadas*.

Así, la ecuación (5.16) muestra el modelo del sistema con el añadido de la perturbación medible. Asimismo, el nuevo sistema de ecuaciones se obtiene modificando (5.16) para dar lugar a (5.17), donde n_x mide el número de estados, n_u es el número de señales de control, n_d es el número de perturbaciones y, finalmente, n_y es el número de salidas.

$$\begin{cases} x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) + Dd(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases}, A_{n_x \times n_x}, B_{n_x \times n_u}, C_{n_y \times n_x}, D_{n_x \times n_d} \quad (5.16)$$

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} x(t+1) \\ d(t+1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & D \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ 0 \end{bmatrix} u(t) \\ y(t) = [C \quad 0] \begin{bmatrix} x(t) \\ d(t) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (5.17)$$

Con el objetivo de mantener la notación seleccionada, las matrices anteriormente descritas pasarán a representar conceptos diferentes de ahora en adelante. Así, el nuevo vector de estados será $x(t)$, denominándose a la primera, segunda y tercera matriz, A, B y C, respectivamente, con $A_{(n_x+n_d) \times (n_x+n_d)}$, $B_{(n_x+n_d) \times n_u}$, $C_{n_y \times (n_x+n_d)}$. Por tanto, el modelo queda representado en la ecuación (5.18) de la forma descrita.

$$\begin{cases} x(t+1) = Ax(t) + Bu(t) \\ y(t) = Cx(t) \end{cases} \quad (5.18)$$

A pesar de esto, se debe tener en cuenta que en el sistema a controlar, la entrada no es la señal de control sino su incremento. Por tanto, se necesita representar el modelo en función del incremento de la señal de control, o lo que es lo mismo, se debe representar el modelo en espacio de estados incremental. De ahora en adelante, el estado contiene a las señales de control y depende de su incremento $\Delta u(t)$, donde $\Delta u(t) = u(t) - u(t-1)$, como queda representado en (5.19):

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} x(t+1) \\ u(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ 0 & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B \\ I \end{bmatrix} \Delta u(t) \\ y(t) = [C \quad 0] \begin{bmatrix} x(t) \\ u(t-1) \end{bmatrix} \end{cases} \quad (5.19)$$

Para mantener la notación, se sigue el mismo procedimiento que anteriormente. Esto es, el nuevo estado pasa a denominarse, de nuevo, $x(t)$, y las nuevas matrices pasarán a denominarse M, N y Q, con $M_{(n_x+n_d+n_u) \times (n_x+n_d+n_u)}$, $N_{(n_x+n_d+n_u) \times n_u}$, $Q_{n_y \times (n_x+n_d+n_u)}$, quedando el modelo representado por (5.20)

$$\begin{cases} x(t+1) = Mx(t) + N\Delta u(t) \\ y(t) = Qx(t) \end{cases} \quad (5.20)$$

El problema de optimización se basa en minimizar una función de coste, como se profundizará más adelante. Para lograr este objetivo, es necesario realizar predicciones a lo largo de un horizonte N, que se denominará para evitar confusiones N_p , lo que se puede entender como horizonte de predicción. Las ecuaciones del modelo serán agrupadas en una sola (5.21), de forma que se pueda introducir en la función de coste:

$$y(t + 1) = Q[Mx(t) + N\Delta u(t)] \quad (5.21)$$

Para cualquier desplazamiento de tiempo j , la ecuación anterior queda expresada de la siguiente forma:

$$y(t + j) = Q[Mx(t + j - 1) + N\Delta u(t + j - 1)] \quad (5.22)$$

Puesto que por el hecho de estar ante un horizonte recesivo $x(t - 1)$ es función de $x(t - 2)$ y de $\Delta u(t - 2)$, la ecuación anterior puede escribirse como en (5.23):

$$y(t + j) = QM^j x(t) + \sum_{i=0}^{j-1} (QM^{j-i-1} N \Delta u(t + i)) \quad (5.23)$$

De este modo, se consigue una nueva ecuación que contiene las predicciones en un horizonte de predicción N_p dadas por las señales de control en un horizonte N_u . Si el horizonte de control es menor que el de predicción $\Delta u(t + j) = 0$, con $j \geq N_u$.

$$y = Fx(t) + Hu \quad (5.24)$$

El vector de predicciones, es decir, de salidas, y , es función del estado del sistema, que también contiene las perturbaciones medibles, como también lo es del vector de incrementos de control u .

$$y = \begin{bmatrix} y(t + 1 | t) \\ y(t + 2 | t) \\ \vdots \\ y(t + N_p | t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Q[Mx(t) + N\Delta u(t)] \\ QM^2 x(t) + \sum_{i=0}^1 (QM^{1-i} N \Delta u(t + i)) \\ \vdots \\ QM^{N_p} x(t) + \sum_{i=0}^{N_p-1} (QM^{N_p-i-1} N \Delta u(t + i)) \end{bmatrix}, y_{N_p \cdot n_y} \quad (5.25)$$

$$u = \begin{bmatrix} \Delta u(t) \\ \Delta u(t + 1) \\ \vdots \\ \Delta u(t + N_u - 1) \end{bmatrix}, u_{N_u \times n_u} \quad (5.26)$$

$$H = \begin{bmatrix} QN & 0 & \cdots & 0 \\ QMN & QN & \cdots & 0 \\ QM^2 N & QMN & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ QM^{N_p} & QM^{N_p-1} & \cdots & 0 \end{bmatrix}, H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \quad (5.27)$$

$$F = \begin{bmatrix} QM \\ QM^2 \\ \vdots \\ QM^{N_p} \end{bmatrix}, F_{(N_p \cdot n_y) \times (n_x + n_d + n_u)} \quad (5.28)$$

5.3.2 Función de Coste

Tal y como se ha mencionado anteriormente, el problema de optimización se resolverá minimizando una función de coste o función objetivo cuadrática J , en la que se incluyen los errores de seguimiento de referencia, las señales de control y los incrementos de control. Las matrices $\underline{\alpha}$, $\underline{\beta}$ y $\underline{\gamma}$ son matrices diagonales que contienen en sus diagonales los pesos α , β y γ atribuidos a cada variable.

$$\begin{aligned}
 J &= \sum_{j=1}^{N_u} \alpha(j) u(t+j-1|t)^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \beta(j) [\Delta u(t+j-1)]^2 + \sum_{j=1}^{N_u} \gamma(j) [y(t+j|t) - w(t+j)]^2 = \\
 &= \sum_{j=1}^{N_u} \alpha(j) u(t+j-1|t)^2 + u^T \underline{\beta} u + (y-w)^T \underline{\gamma} (y-w)
 \end{aligned} \tag{5.29}$$

Para minimizar la función de coste, se resolverá un problema de programación cuadrática, el cual se caracterizará por una función de coste cuadrática y restricciones de carácter lineal, siendo una de estas restricciones el modelo de la microrred.

En este tipo de problemas, se tiene un sistema de ecuaciones lineales en el que se quiere minimizar un término. Normalmente, este término es $Ax + b = e$, donde se pretende que $e \approx 0$. Para hallar el mínimo de esta ecuación, es necesario igualar a cero la derivada del error cuadrático, tal y como se indica en (5.30).

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{1}{2} (e^T e) = 0 \tag{5.30}$$

Si se desarrolla la ecuación anterior, se obtiene (5.31):

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{1}{2} (x^T A^T x + b^T A x + x A^T b + b^T b) = 0 \tag{5.31}$$

$$\begin{aligned}
 P &= A^T A \\
 f &= b^T A
 \end{aligned} \tag{5.32}$$

Si se realiza el cambio de variable (5.32) en la ecuación (5.31), se obtiene (5.33), obteniendo la solución según (5.34). En el caso de ser P definida positiva, el problema tendrá un mínimo global.

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{1}{2} (x^T P x + f x) = 0 \tag{5.33}$$

$$x = -P^{-1} f^T \tag{5.34}$$

Si a continuación se aplica el razonamiento descrito sobre el problema objeto de estudio, el de la microrred, el problema de optimización queda descrito por (5.35):

$$u^* = \arg \min \left(\frac{1}{2} (u^T P u + f u) \right) \quad (5.35)$$

s. a. $\begin{matrix} R u \leq c \\ u \geq 0 \end{matrix}$

Para obtener la función de coste, es necesario que sus tres términos (seguimiento de referencia, control e incremento de control) estén en función de u y sea posible agruparlos como en (5.35).

El valor de la señal de control en instantes sucesivos será el sumatorio de los incrementos de control calculados hasta llegar a dicho instante, más su valor al inicio del horizonte de control. Por tanto, la transformación de $u(t)$ queda como sigue, donde $U(t-1)$ es un vector que contiene el valor de $u(t-1)$ en todas sus filas y T es una matriz diagonal inferior formada por submatrices identidad de tamaño $N_u \cdot n_u$:

$$\frac{\partial}{\partial u} \left(\sum_{j=0}^{N_u} \alpha(j) u(t+j | t)^2 \right) = \frac{\partial}{\partial u} \left(\frac{1}{2} u^T T^T \underline{\underline{\alpha}} T u + 2U(t-1)^T \underline{\underline{\alpha}} T u \right) \quad (5.36)$$

Suponiendo una sola componente, el cálculo realizado se presenta como sigue:

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial \Delta u(t+j)} \alpha \left(\sum_{i=0}^j \Delta u(t+i) + u(t-1) \right)^2 = \\ & = \frac{\partial}{\partial \Delta u(t+j)} \alpha \left(\left(\sum_{i=0}^j \Delta u(t+i) \right)^2 + 2u(t-1) \sum_{i=0}^j \Delta u(t+i) \right) \end{aligned} \quad (5.37)$$

Por otra parte, teniendo en cuenta (5.24) y (5.31), el error de seguimiento de referencia será ahora $y - w = Hu + Fx - w$, que será función de u .

$$\frac{\partial}{\partial u} \left((y - w)^T \underline{\underline{\gamma}} (y - w) \right) = \frac{\partial}{\partial u} \left(u H \underline{\underline{\gamma}} H^T u^T + (Fx(t) - w)^T \underline{\underline{\gamma}} H u \right) \quad (5.38)$$

Obteniéndose, finalmente, las matrices del problema de optimización mostrado en (5.35).

$$\begin{aligned} P &= 2 \left(T^T \underline{\underline{\alpha}} T + \underline{\underline{\beta}} + H^T \underline{\underline{\gamma}} H \right) \\ f &= 2 \left(U(t-1)^T \underline{\underline{\alpha}} T + (Fx(t) - w)^T \underline{\underline{\gamma}} H \right) \end{aligned} \quad (5.39)$$

5.3.3 Restricciones

En este subapartado se van a describir las restricciones del problema de optimización. Estas restricciones no son más que relaciones de igualdad o desigualdad lineales y dependientes del vector u . En este problema se imponen restricciones a la señal de control, a su incremento y a la salida del sistema. Asimismo, se imponen las correspondientes restricciones a la batería de plomo.

$$\begin{aligned} u_{min} &\leq u(t) \leq u_{max} & \forall t \\ \Delta u_{min} &\leq u(t) - u(t-1) \leq \Delta u_{max} & \forall t \\ y_{min} &\leq y(t) \leq y_{max} & \forall t \\ P_{pb_{min}} &\leq P_{pb}(t) \leq P_{pb_{max}} & \forall t \\ \Delta P_{pb_{min}} &\leq \Delta P_{pb}(t) \leq \Delta P_{pb_{max}} & \forall t \end{aligned} \quad (5.40)$$

Para poner el problema de la forma que indica (5.35), se pueden agrupar las restricciones en el sistema $Ru \leq c$, que está formado por diferentes submatrices:

$$\begin{aligned} R &= [A_1 \ A_2 \ A_3 \ A_4 \ A_5 \ A_6 \ A_7 \ A_8 \ A_9 \ A_{10}]^T \\ c &= [b_1 \ b_2 \ b_3 \ b_4 \ b_5 \ b_6 \ b_7 \ b_8 \ b_9 \ b_{10}]^T \end{aligned} \quad (5.41)$$

La expresión matricial de las restricciones sobre el incremento de control es directa:

$$\begin{aligned} A_1 &= I_{N_u \times n_u} \\ b_1 &= [\Delta u_{max} \ \Delta u_{max} \ \dots \ \Delta u_{max}]_{N_u \times n_u}^T \end{aligned} \quad (5.42)$$

$$\begin{aligned} A_2 &= -I_{N_u \times n_u} \\ b_2 &= -[\Delta u_{min} \ \Delta u_{min} \ \dots \ \Delta u_{min}]_{N_u \times n_u}^T \end{aligned} \quad (5.43)$$

El cálculo de las restricciones sobre la señal de control y sobre la salida se realiza de manera análoga a como se calculó la función de coste:

$$\begin{aligned} A_3 &= T_{N_u \times n_u} \\ b_3 &= [\Delta u_{max} \ \Delta u_{max} \ \dots \ \Delta u_{max}]_{N_u \times n_u}^T - U(t-1) \end{aligned} \quad (5.44)$$

$$\begin{aligned} A_4 &= -T_{N_u \times n_u} \\ b_4 &= -[\Delta u_{min} \ \Delta u_{min} \ \dots \ \Delta u_{min}]_{N_u \times n_u}^T + U(t-1) \end{aligned} \quad (5.45)$$

$$\begin{aligned} A_5 &= H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \\ b_5 &= [y_{max} \ y_{max} \ \dots \ y_{max}]_{N_p \times n_y}^T - Fx(t) \end{aligned} \quad (5.46)$$

$$\begin{aligned} A_6 &= -H_{(N_p \cdot n_y) \times (N_u \cdot n_u)} \\ b_6 &= -[y_{min} \ y_{min} \ \dots \ y_{min}]_{N_p \times n_y}^T + Fx(t) \end{aligned} \quad (5.47)$$

Para reescribir las restricciones en la potencia de la batería de plomo, se necesita tener en cuenta su relación con el resto de potencias, tal y como se hizo en (5.8). Para ello, se crea una nueva matriz diagonal T' , la cuál contiene los signos que resultan de despejar le resto de potencias de la ecuación:

$$T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} =$$

$$\left[\begin{array}{cccccccc} [-1 & -1 & +1 & -1 & -1 & -1 & -1 & -1] & 0 & \dots & 0 \\ & 0 & & [-1 & -1 & +1 & -1 & -1 & -1 & -1] & \dots & 0 \\ & \vdots & & & \vdots & & & \ddots & & & \vdots \\ & 0 & & & 0 & & & \dots & & [-1 & -1 & +1 & -1 & -1 & -1 & -1] \end{array} \right] \quad (5.48)$$

Finalmente, se expresan las submatrices restantes para terminar de definir las restricciones:

$$\begin{aligned} A_7 &= T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} \\ b_7 &= [\Delta P_{pb_{max}} + \Delta P_{net}(t) \quad \Delta P_{pb_{max}} \quad \dots \quad \Delta P_{pb_{max}}]_{N_u}^T \end{aligned} \quad (5.49)$$

$$\begin{aligned} A_8 &= -T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} \\ b_8 &= -[\Delta P_{pb_{min}} - \Delta P_{net}(t) \quad \Delta P_{pb_{min}} \quad \dots \quad \Delta P_{pb_{min}}]_{N_u}^T \end{aligned} \quad (5.50)$$

$$\begin{aligned} A_9 &= T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} T_{N_u \times n_u} \\ b_9 &= [P_{pb_{max}} + P_{net}(t) \quad P_{pb_{max}} + P_{net}(t) \quad \dots \quad P_{pb_{max}} + P_{net}(t)]_{N_u}^T - T'U(t-1) \end{aligned} \quad (5.51)$$

$$\begin{aligned} A_{10} &= -T'_{N_u \times (N_u \cdot n_u)} T_{N_u \times n_u} \\ b_{10} &= -[P_{pb_{min}} + P_{net}(t) \quad P_{pb_{min}} + P_{net}(t) \quad \dots \quad P_{pb_{min}} + P_{net}(t)]_{N_u}^T + T'U(t-1) \end{aligned} \quad (5.52)$$

Una vez obtenidas tanto las restricciones como la función de coste, estamos en disposición de resolver el problema de optimización. Para ello, se hará uso de la función *quadprog* de MATLAB®, ya que es capaz de resolver problemas de programación cuadrática como el de nuestro caso.

6 IMPLEMENTACIÓN DEL CONTROLADOR EN MATLAB®

En este capítulo se describe cómo se ha implementado el algoritmo de control para el problema de la microrred objeto de este documento, toda vez que el controlador ya fue diseñado anteriormente. Para ello, además de MATLAB®, se ha utilizado Simulink, donde se ha implementado un modelo de bloques en los que cada uno de ellos representa los distintos elementos de los que se compone la microrred. Cabe destacar que para la realización de dicho modelo se ha utilizado SIMUGRID, una librería que surte al usuario de elementos de generación, tanto renovables como no renovables, sistemas de almacenamiento de distinta índole, así como cargas o elementos de consumo. Una vez modelada la microrred, se ha diseñado un bloque controlador en el cual se ha introducido el algoritmo de control previamente citado, para el cual se han seguido los pasos descritos en la figura 6.1. Para la implementación del controlador en Matlab se han seguido las premisas marcadas en [23].

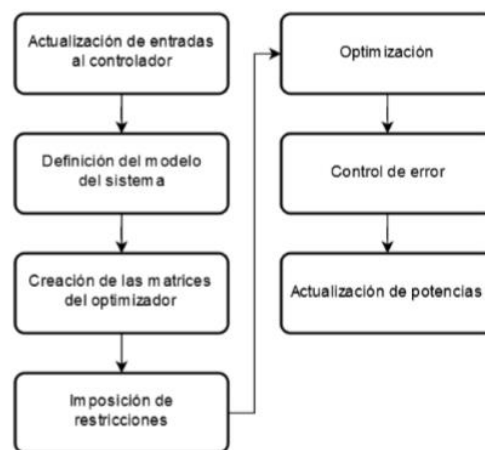


Ilustración 21

Figura 6.1: Algoritmo del controlador implementado.

6.1 Actualización de entradas al controlador

Como se ha mencionado anteriormente, se ha tratado el controlador como un bloque más en lo que se refiere al modelo de Simulink, el cual funciona como una *caja negra* con distintas entradas y salidas. Así, se entienden a las salidas del controlador como las distintas variables de control del problema, estas son, los flujos de potencia de la microrred. Por otra parte, las variables de entrada funcionan como las señales de control que recibirá el controlador, para, en función de ellas, actualizar las mencionadas variables de salida, las cuales se enumeran a continuación:

- Salidas del bloque controlador:
 - Estado de carga de la batería de plomo (SOC_{pb}).
 - Estado de carga de la batería de litio (SOC_{li}).
 - Estado de carga de la batería de vanadio (SOC_{van}).

- Estado de carga del supercondensador (SOC_{sc}).
- Nivel del depósito de hidrógeno (LOH).
- Perturbaciones:
 - Potencia neta (P_{net}).
 - Potencia neta en el instante anterior.
- Entradas de control en el instante anterior:
 - Potencia de la red (P_{grid}).
 - Potencia de la batería de litio (P_{li}).
 - Potencia del electrolizador (P_{elz}).
 - Potencia de la batería de vanadio (P_{van}).
 - Potencia del supercondensador (P_{sc}).
 - Potencia de la celda de H_2 (P_{H2}).
 - Potencia del generador diesel (P_{G1}).
 - Potencia del generador a gas (P_{G2}).

El modelo del sistema permite relacionar la variación de las salidas con las señales de control y las perturbaciones medibles en el sistema. Para calcular las perturbaciones, es necesaria una predicción del estado en el instante posterior, además de su valor actual y de las perturbaciones. Es por esto que es necesario recibirlo como una entrada al bloque controlador en cada instante.

Además de la importancia de conocer el valor de la potencia neta actual, para tener una idea de las perturbaciones es necesario también conocer el valor de la potencia neta en el instante anterior. Esto será útil para calcular las restricciones en el incremento de potencia de la batería de plomo, permitiendo despejar su valor de la relación entre los incrementos de potencia.

Por último, los valores en el instante anterior de las señales de control permiten calcular sus valores en el instante siguiente para poder imponer las restricciones. El motivo es evidente: el control se realiza sobre el incremento de las señales de control, no directamente sobre su valor.

6.2 Definición del Modelo del Sistema

En la microrred objeto de estudio, el número de estados n_x , salidas n_y , y variables de control n_u , se mantiene constante en todo momento. Además, al tener las perturbaciones solo un componente, el número de estas permanecerá también constante:

- $n_x = 5$
- $n_y = 5$
- $n_u = 8$
- $n_d = 1$

En la figura 6.2, se describen los pasos seguidos en esta sección del algoritmo, desarrollados en el Capítulo 5:

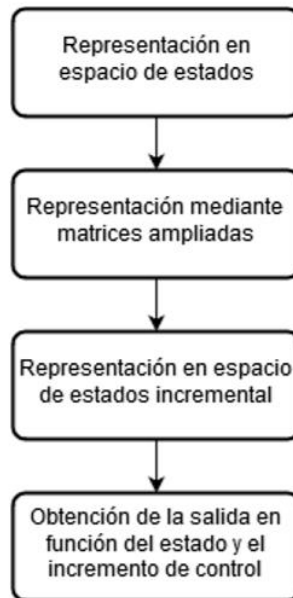


Ilustración 22

Figura 6.2: Algoritmo que constituye la definición del modelo del sistema.

6.3 Creación de las Matrices del Optimizador

Como se vio en el Capítulo 5, el controlador necesita de una serie de matrices con las que trabaja. Estas matrices son las que permiten modelar el sistema de una forma acorde con la ecuación (6.1), para posteriormente optimizar la función objetivo (6.2). Para la optimización se ha seleccionado un horizonte de control $N_u = 2$ y un horizonte de predicción $N_p = 10$.

$$y = Fx(t) + Hu \quad (6.1)$$

$$J = u^T T^T \underline{\underline{\alpha}} T u + 2U(t-1)^T \underline{\underline{\alpha}} T + u^T \underline{\underline{\beta}} u + (y-w)^T \underline{\underline{\gamma}} (y-w) \quad (6.2)$$

Donde las matrices $\underline{\underline{\alpha}}$, $\underline{\underline{\beta}}$ y $\underline{\underline{\gamma}}$ están formadas por los factores de ponderación de la función objetivo para las señales de control, sus incrementos y el error de seguimiento, respectivamente, contenidos en sus diagonales. Dichos factores se han obtenido de manera empírica, atendiendo a los objetivos de control del problema y teniendo en cuenta las magnitudes de las variables a las que se asocian:

Tabla 6.1 Pesos de la función de coste.

Tabla 4

	α	β	γ
Red	$1.5 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-1}$	-
Batería de plomo	-	-	$1 \cdot 10^{-8}$

Batería de litio	$1*10^{-9}$	$1*10^{-4}$	$1.2*10^{-8}$
Electrolizador	$1.5*10^{-4}$	$2.5*10^{-1}$	$2*10^{-5}$
Batería de Vanadio	$1.1*10^{-8}$	$1*10^{-4}$	$2*10^{-7}$
Supercondensador	$1.3*10^{-7}$	$1*10^{-4}$	$2*10^{-8}$
Celda de H₂	$1*10^{-1}$	$2*10^{-1}$	-
Generador Diésel	$1*10^{-1}$	$1*10^{-1}$	-
Generador GLP	$1*10^{-1}$	$1*10^{-1}$	-

6.4 Imposición de Restricciones

Como se ha venido comentando, las restricciones tienen un papel protagonista en el problema de control. Es necesario imponer una serie de restricciones que protejan los componentes de sobrecargas, propiciando un incremento de su vida útil. Así, las restricciones se impondrán, como se ha explicado en apartados anteriores, en las señales de control y sus incrementos, en los estados y en la potencia de la batería de plomo y su variación. Los límites de operación quedan recogidos en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Límites de operación de los elementos de la microrred.

Tabla 5

	Potencia(kW)	Ratio de potencia (kW/s)	Estado de carga (%)
Red	[-5000,+5000]	-	-
Batería de plomo	[-50,+50]	[-10,+10]	[20,90]
Batería de litio	[-88,+88]	[-50,+50]	[20,90]
Electrolizador	[0,+3]	[-0.2,+0.2]	[95,10] (depósitos H ₂)
Batería de Vanadio	[-20,+20]	[-15,+15]	[80,20]
Supercondensador	[-15,+15]	[-15,+15]	[0,100]
Celda de H₂	[0,+3]	[-3,+3]	-
Generador Diésel	[0,+37]	[-30,+30]	-
Generador GLP	[0,+32]	[-20,+20]	-

En las restricciones sobre el estado de carga mínima de la bancada de plomo se da un caso especial que necesita de una segunda restricción. Esto se debe a que existe un segundo límite inferior, denominado estado de carga mínimo de seguridad, el cual permite de nuevo el uso de la batería en el momento en el que todos los componentes de la microrred están cediendo energía en la medida de sus posibilidades. Esto es tarea de la batería de plomo debido a que es la encargada de hacer frente en primera instancia al déficit y exceso energético, tal y como se propuso en el Capítulo 3. Este nuevo límite permite disminuir el estado de carga al 10 %.

6.5 Optimización

Una vez descritas la función de coste y las restricciones, se ha utilizado la función *quadprog* de MATLAB® diseñada para la resolución de problemas de programación cuadrática de estructura similar al nuestro, esto es, caracterizados por una función de coste cuadrática y restricciones de igualdad y desigualdad lineales.

El algoritmo seleccionado para ser implementado en esta función es el algoritmo del punto interior, o en inglés, *interior point convex*, capaz de optimizar problemas convexos rápidamente manteniendo su búsqueda dentro de las restricciones. Además, utiliza un módulo de prerresolución que permite eliminar redundancias y simplificar el problema.

Por otra parte, con el objetivo de obtener resultados que se acerquen al óptimo lo máximo posible, se ha incrementado el número de iteraciones con respecto a las que se realizan normalmente en problemas de este tipo, utilizando un total de 1500 iteraciones.

Por último, se ha implementado un módulo de tratamiento de errores con el objetivo de sobreponer el funcionamiento ante casos en los que se obtengan soluciones infinitas o inviables. Mediante este módulo, las potencias mantendrán el mismo valor que en el instante anterior, y la red será la encargada de hacer frente a la variación de la potencia neta. Las predicciones realizadas en los instantes previos permitirán que esta solución no ocasione problemas para el cumplimiento de restricciones.

6.6 Actualización de Potencias

Una vez que se han calculado los incrementos en las variables de control, se suman a sus valores anteriores para obtener la señal que es necesario enviar al sistema. Puesto que la batería de plomo es la encargada de permitir el balance de potencia en la microrred, su valor se calcula a partir de las potencias del resto de elementos y de la potencia neta. Por último, se envía a la microrred esta potencia junto al resto.

7 SIMULACIÓN Y EVALUACIÓN

En este capítulo se dan a conocer las distintas simulaciones que se han realizado con el objetivo de comprobar el correcto funcionamiento del controlador desarrollado. Para ello, como se ha venido comentando a lo largo de esta memoria, se ha utilizado el software MATLAB® - Simulink, primero realizando un modelo de bloques (en Simulink) de la microrred, y seguidamente, añadiendo a dicho modelo un bloque controlador cuyo contenido es la implementación del controlador en sí. Para la construcción del modelo de Simulink de la microrred se ha utilizado la librería *Simugrid*, la cual permite acoplar bloques de diversa índole, como son placas fotovoltaicas, aerogeneradores, o sistemas de almacenamiento entre otros. En la figura 7.1 se observa el modelo de microrred previa inclusión del bloque controlador.

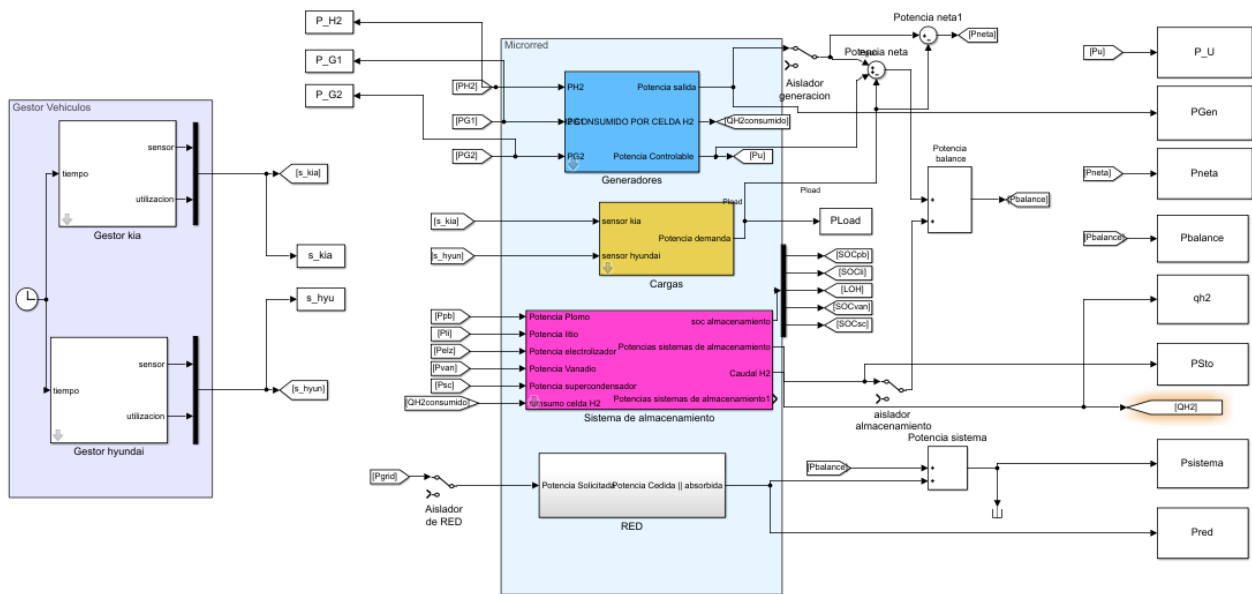


Ilustración 23

Figura 7.1: Modelo de la Microrred.

Para realizar las pruebas, se simulará el modelo de la microrred junto con el bloque controlador (figura 7.2) durante un día completo de funcionamiento, suponiendo diferentes condiciones ambientales, a saber: día soleado y día nublado. Asimismo, para cada uno de los estados comentados, se simulará el comportamiento en función de distintos estados de carga de las baterías, así como del nivel de la carga programable.

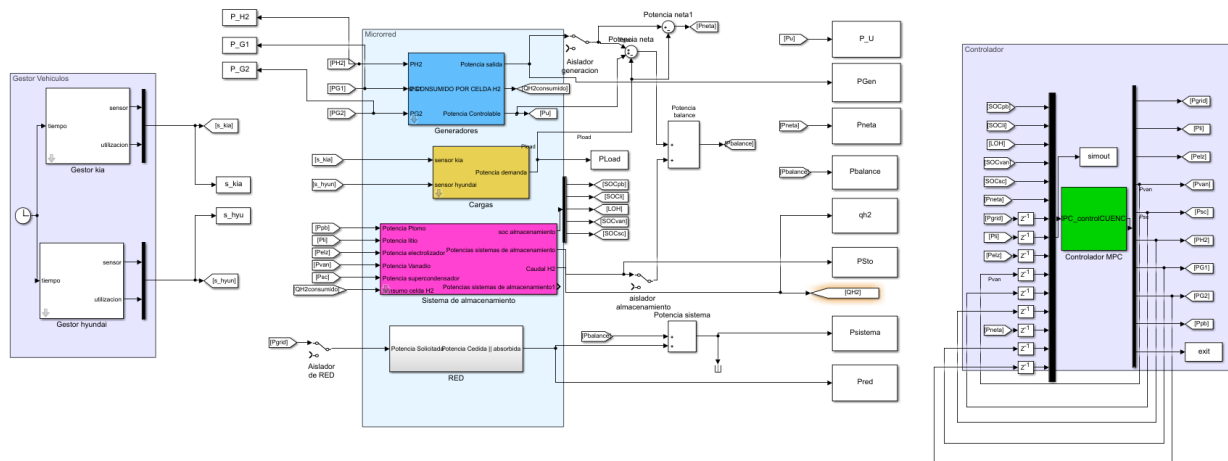


Ilustración 24

Figura 7.2: Modelo de la Microrred con Controlador.

Para simular el comportamiento de la microrred con respecto a la conexión y desconexión de los vehículos eléctricos, se ha utilizado una función de Matlab en la que se gestiona su uso. En la figura 7.4 se muestra un ejemplo del comportamiento de la microrred ante la conexión/desconexión de un vehículo.

En los siguientes apartados, se muestran resultados correspondientes a múltiples escenarios de simulación. Durante el desarrollo de este proyecto, se ha comprobado que es la Carga Programable (hasta 150 kW) la variable que determina un mejor o peor funcionamiento del MPC en este caso. Es por ello, que aunque las condiciones sean iguales, se distingue entre la simulación ante una Carga Programable elevada, y una más restringida.

Previamente a exponer los resultados para cada escenario determinado, se presentan en las siguientes gráficas el balance de potencia del sistema, así como la reacción de éste ante la conexión de un vehículo eléctrico. Se observa que aparecen ciertos ‘picos’ de potencia que impiden cumplir el balance de potencia en ciertos momentos. Estos ‘picos’ se deben a valores extraños que pueden producirse, pero se observa que por norma general, se cumple el balance de potencia de la ecuación 5.2, objetivo último de este Proyecto.

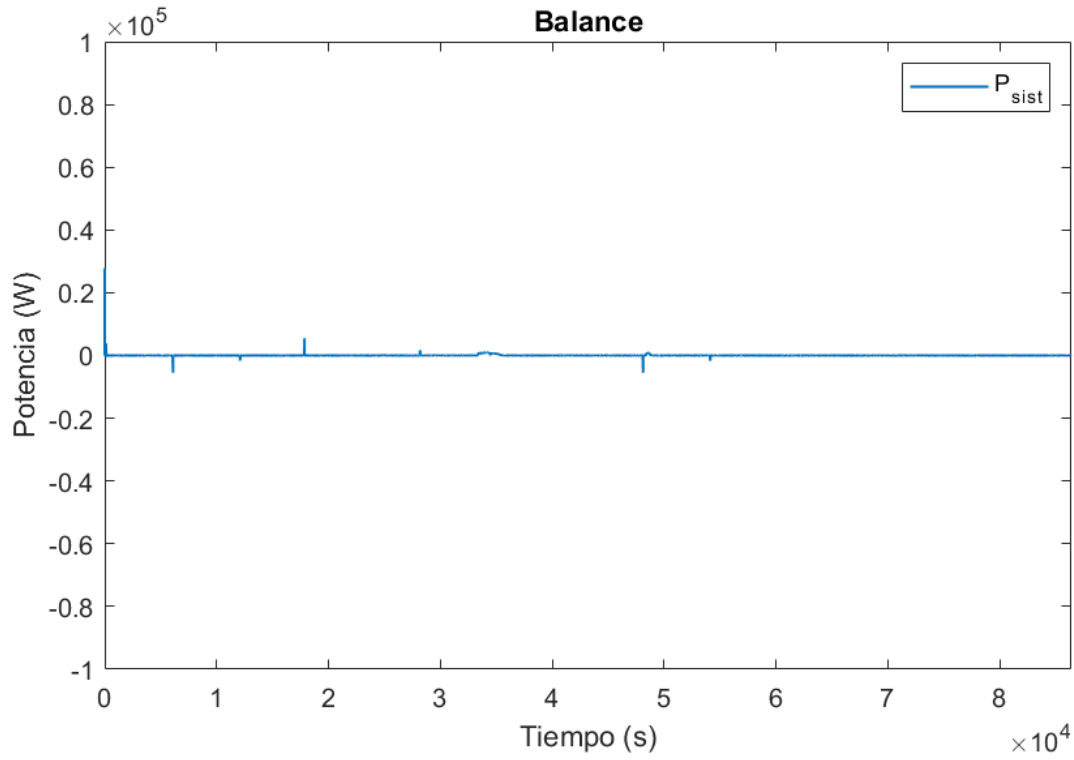


Ilustración 25

Figura 7.3: Balance de potencia en el sistema.

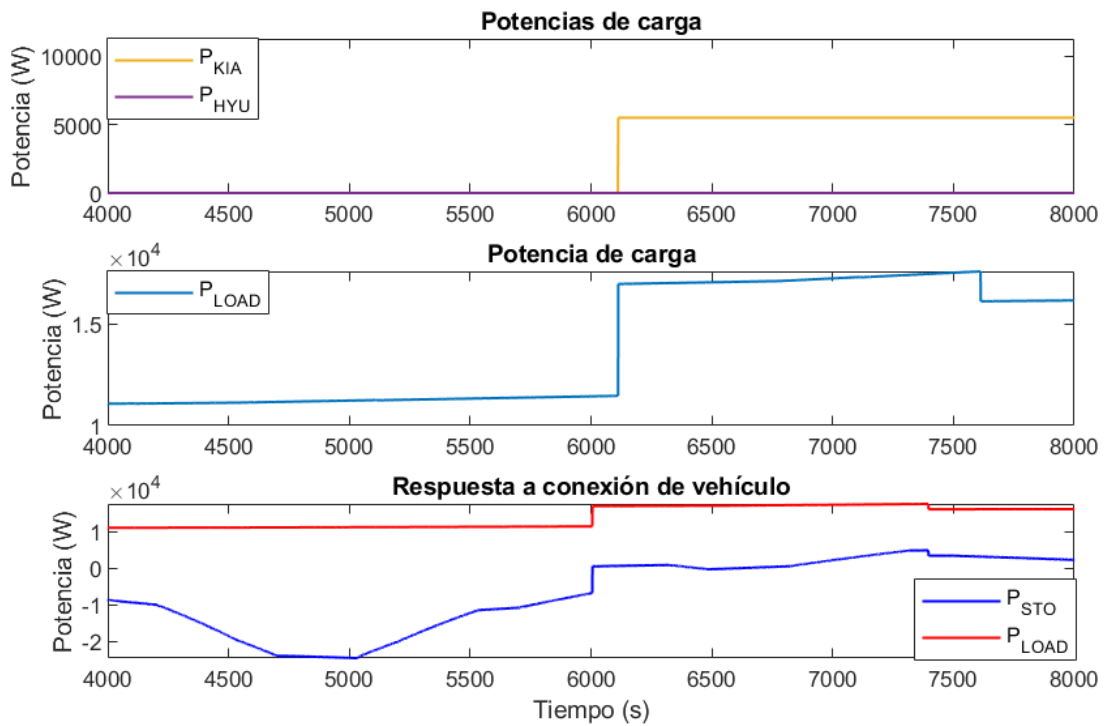


Ilustración 26

Figura 7.4: Variación de potencia en la conexión de un vehículo eléctrico.

7.1 Simulación en Día Soleado, Baterías a Media Carga, Carga Programable Baja

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 50 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 50 %.

En las siguientes gráficas, se aprecia cómo se cumple el balance de potencias descrito por la ecuación 5.2, siguiéndose además la estrategia de control anteriormente descrita, donde la batería de plomo se encarga de hacer frente a las variaciones de potencia en primera instancia. Además, la intervención de los equipos de generación a diesel y GLP no tiene lugar en este caso, ya que la potencia suministrada por el almacenamiento es suficiente para satisfacer el déficit de energía que pudiese provocar la carga.

Asimismo, al estar ante una situación en la que la carga programable tiene un valor máximo del orden de decenas de kW, se alcanza un estado de carga máximo para los sistemas de almacenamiento, ya que los equipos de generación solar, eólica y mini-hidro son capaces de satisfacer la demanda con holgura, permitiendo ceder energía a la red eléctrica en amplios momentos del día.

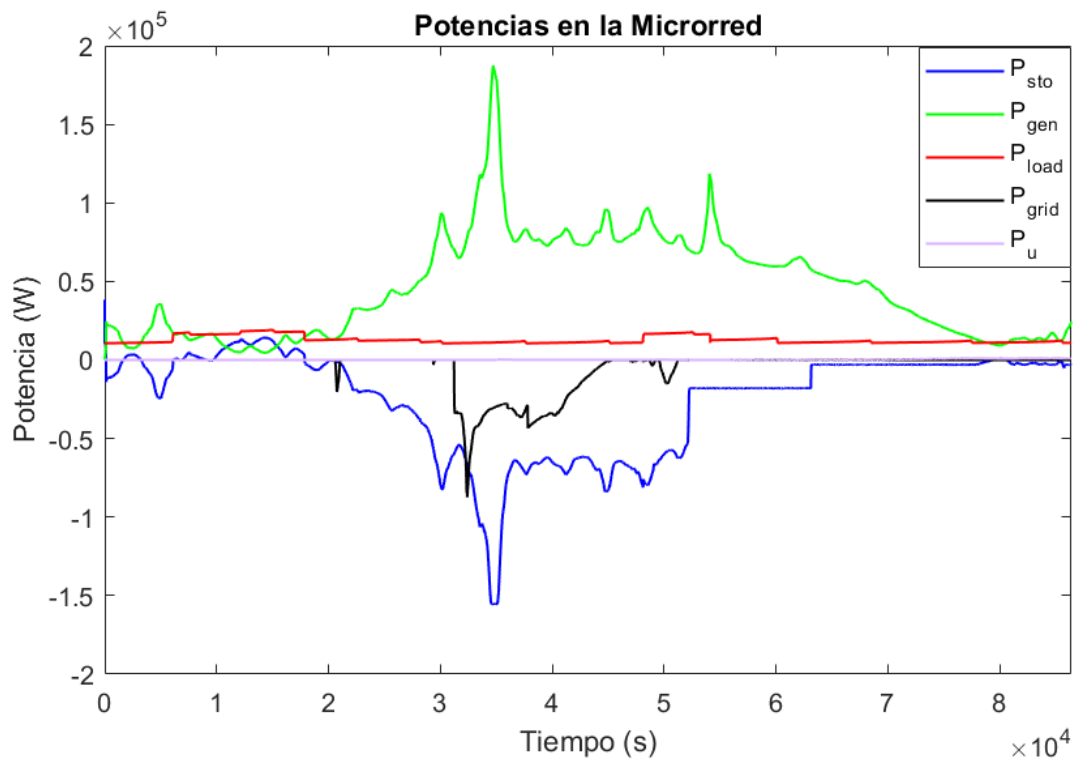


Ilustración 27

Figura 7.5: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga pequeña.

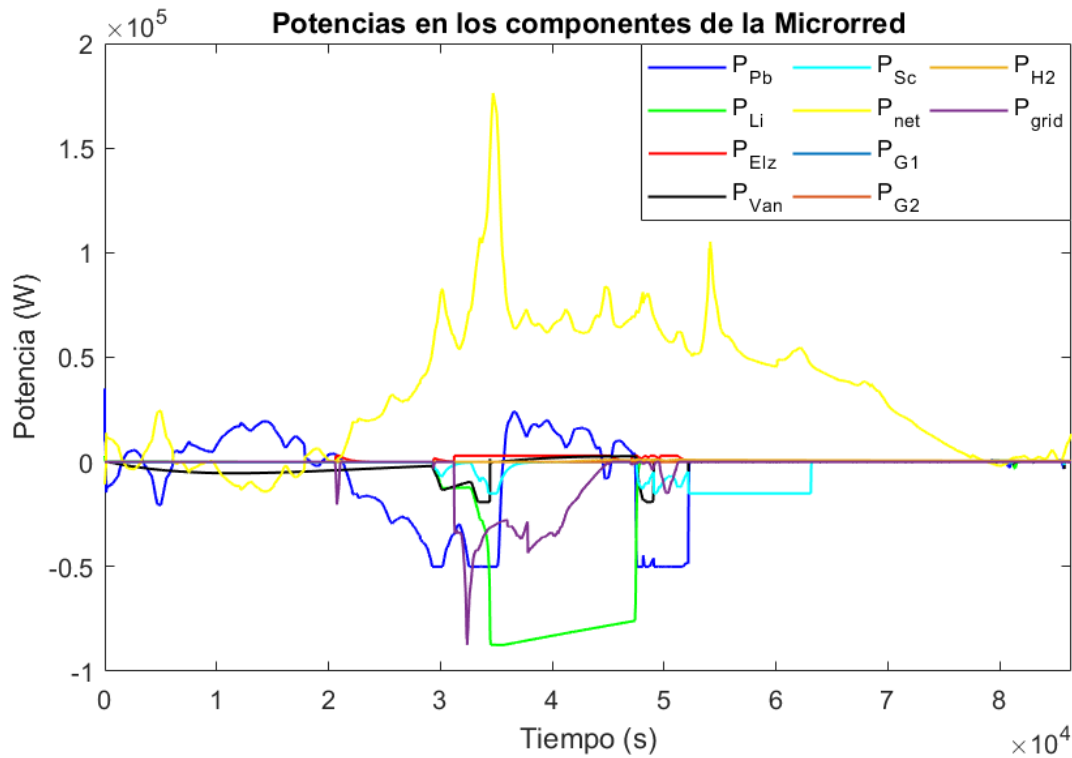


Ilustración 28

Figura 7.6: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga pequeña.

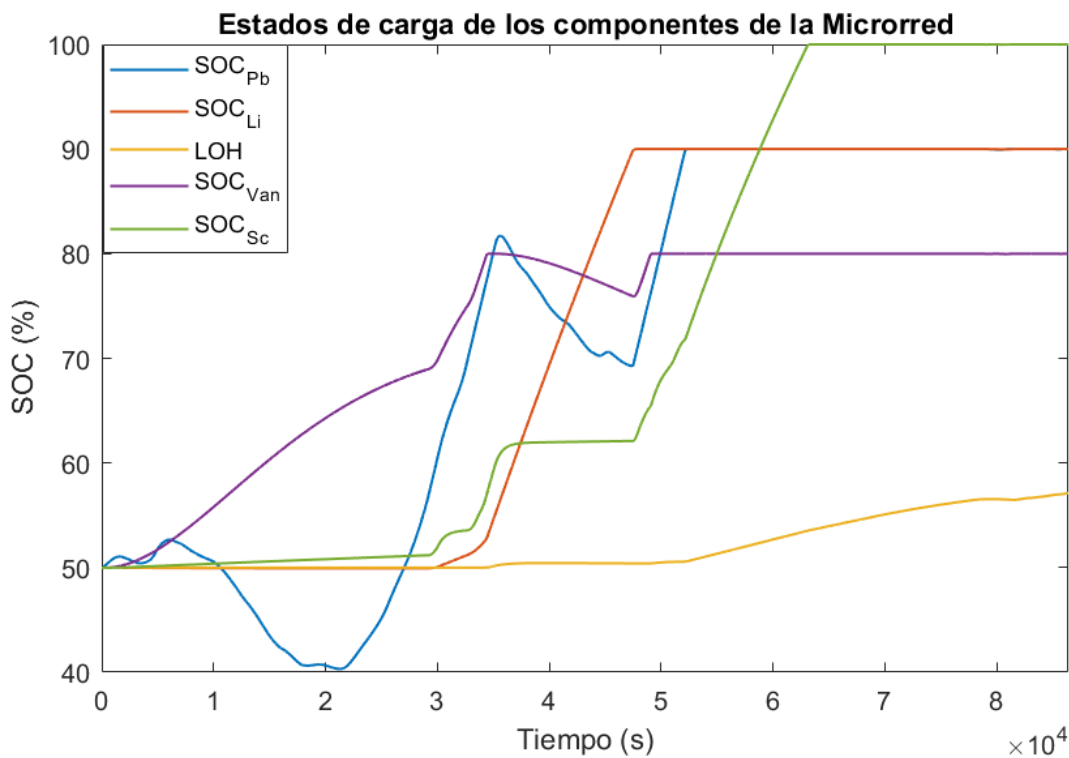


Ilustración 29

Figura 7.7: SOC en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga pequeña.

7.2 Simulación en Día Soleado, Baterías Descargadas, Carga Programable Baja

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 30 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 30 %.

A continuación se presenta el caso en el que los sistemas de almacenamiento se encuentran cerca del límite inferior. Como se puede apreciar en las siguientes gráficas, aunque no se logre llenar por completo los sistemas de almacenamiento, sí que es posible cumplir el balance de energía sin recurrir a la red eléctrica ni a los equipos de generación a diésel y GLP. Esto es posible, de nuevo, gracias al valor de la Carga Programable.

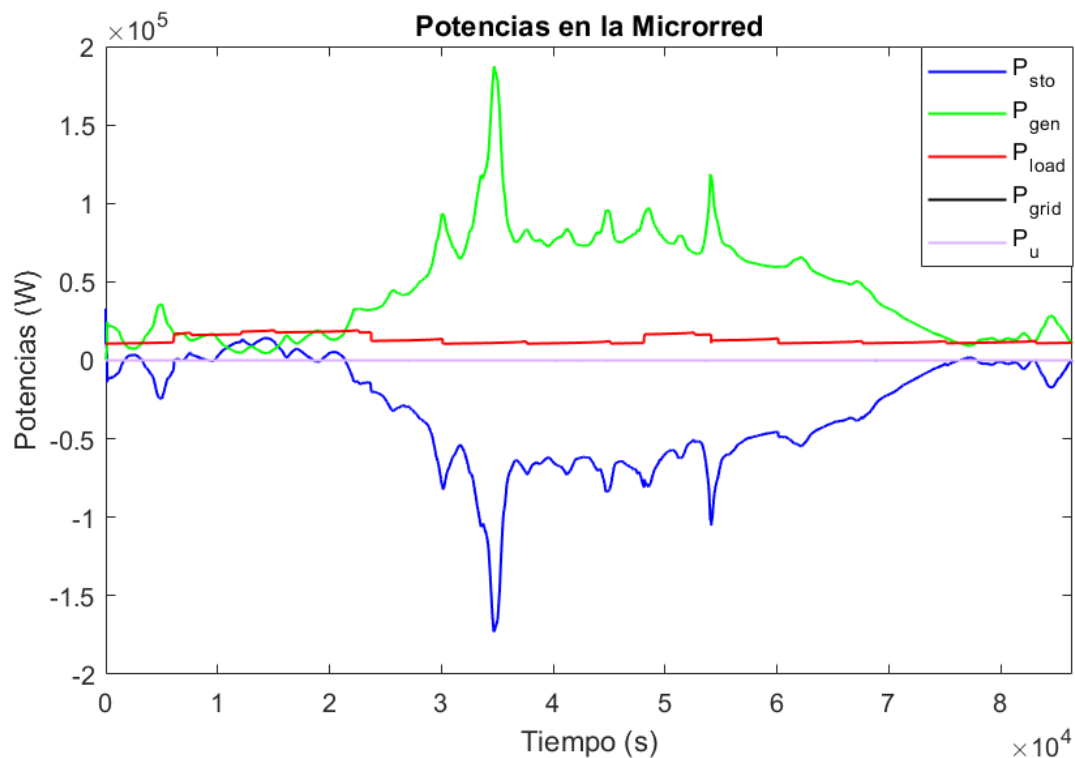


Ilustración 30

Figura 7.8: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga pequeña.

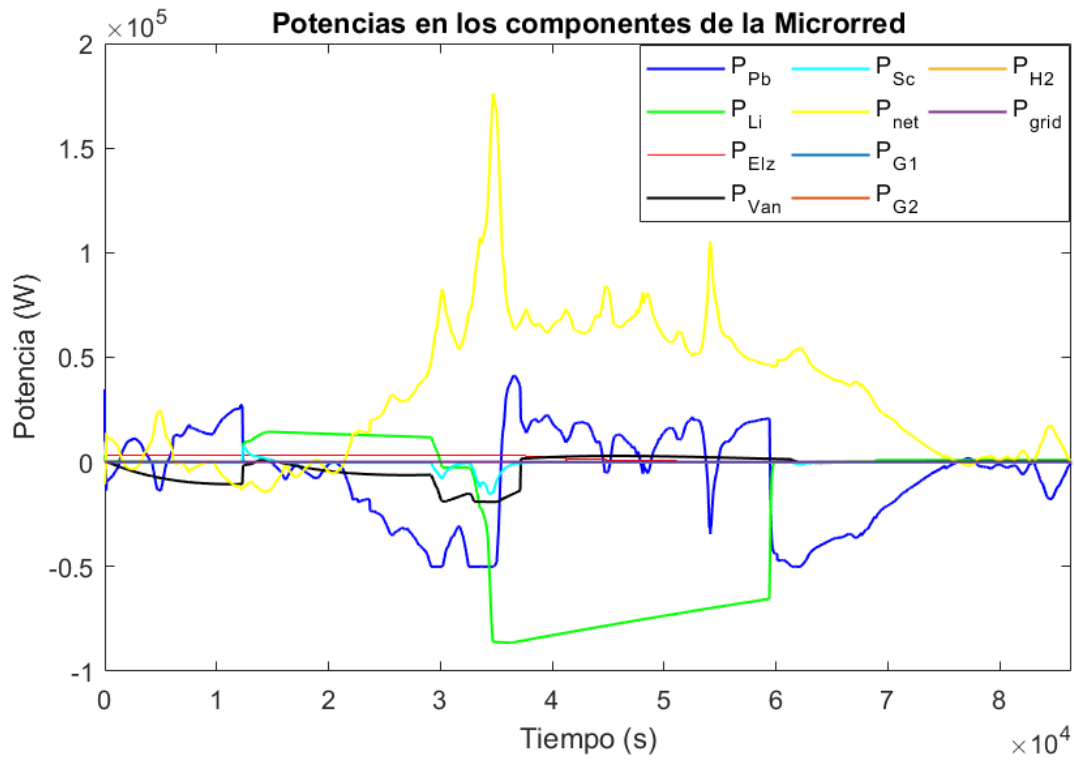


Ilustración 31

Figura 7.9: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga pequeña.

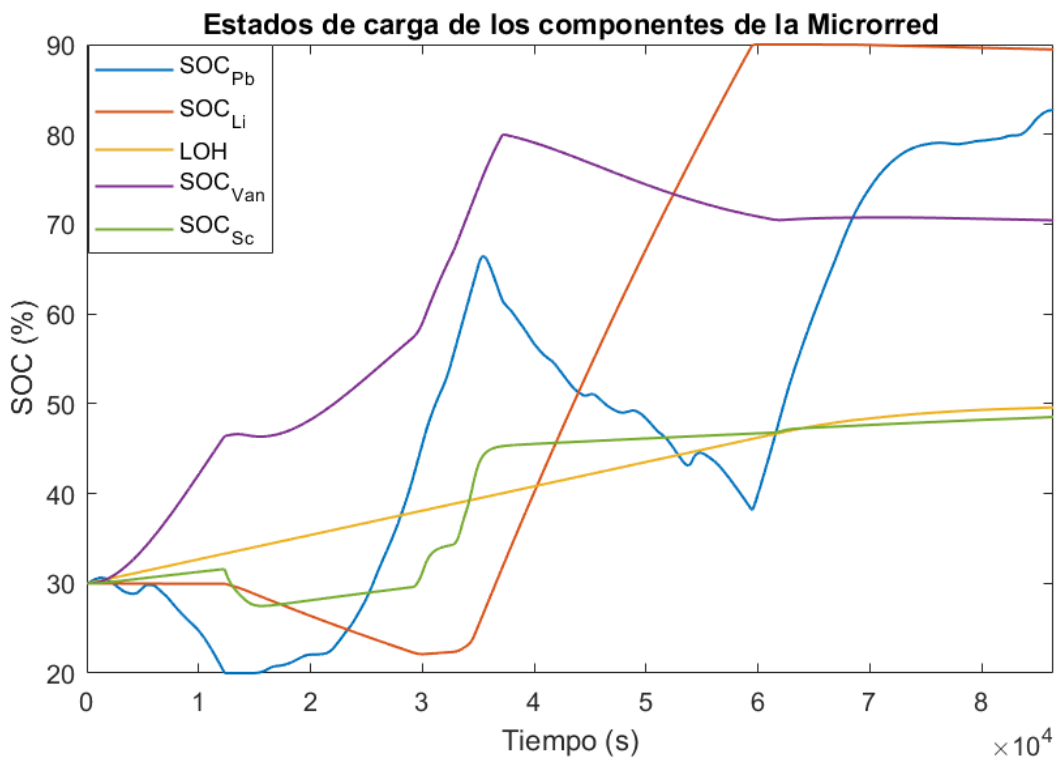


Ilustración 32

Figura 7.10: SOC en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga pequeña.

7.3 Simulación en Día Soleado, Baterías Cargadas, Carga Programable Baja

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 80 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 80 %.

A continuación se muestra el caso en el que el estado inicial de carga de las baterías es elevado. Debido a que en la simulación predomina la generación, el estado de carga de las baterías permanece elevado durante la totalidad del día, llegando a completarse primero la de plomo, siguiendo la estrategia de control descrita en este Proyecto. En consecuencia, se cederá energía a la red eléctrica durante gran parte de la simulación (entorno al 65 % del tiempo) para satisfacer el balance de energía, consiguiendo además un posible beneficio económico, tema que escapa al objetivo este Proyecto.

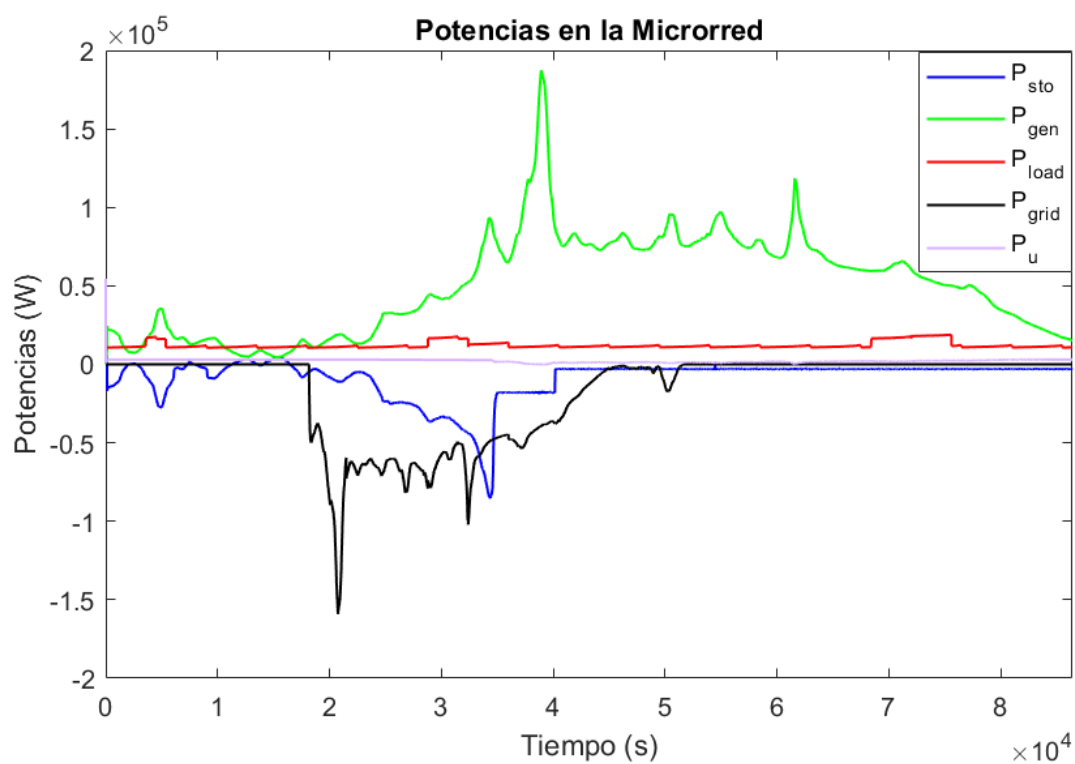


Ilustración 33

Figura 7.11: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga pequeña.

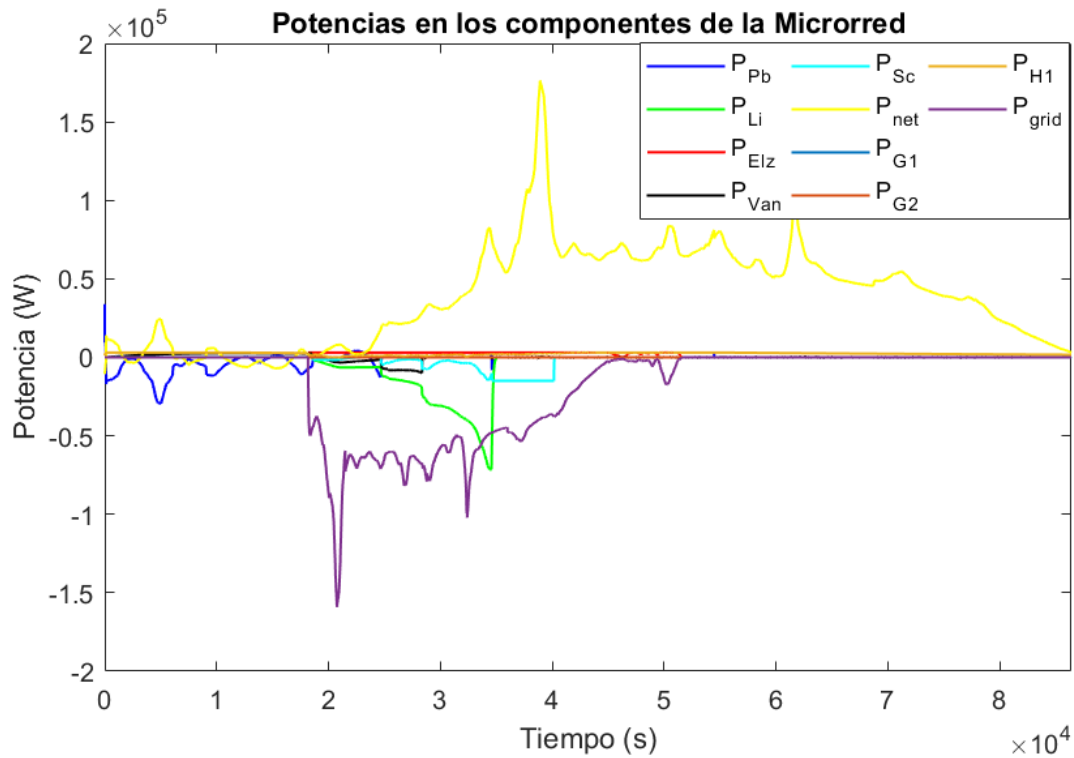


Ilustración 34

Figura 7.12: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga pequeña.

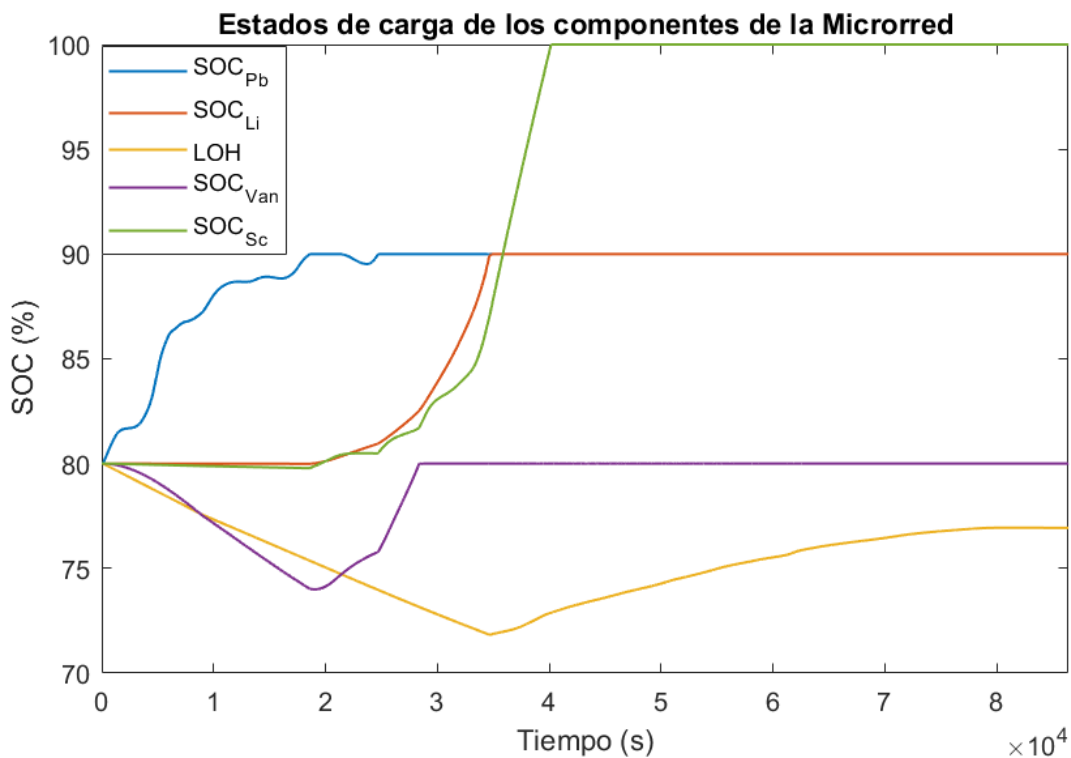


Ilustración 35

Figura 7.13: SOC en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga pequeña.

7.4 Simulación en Día Soleado, Baterías a Media Carga, Carga Programable Alta

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 50%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 50%.

En este caso se ha programado una Carga Programable que alcanza valores del orden de la centena de kW. Esta tipología de simulación presenta un mayor interés en el estudio de esta microrred particular, ya que se hace necesaria la intervención de todos los equipos que la componen. Esto complica satisfacer la ecuación de balance, no obstante, permite cercar los límites de funcionamiento del conjunto, dando a conocer su respuesta ante casos de máxima exigencia. Este es el caso de los sistemas de almacenamiento, los cuales se vacían durante la simulación, llegando a alcanzar el almacenamiento de plomo su estado mínimo de seguridad (10 % de carga). Con respecto al nivel de hidrógeno, se esclarece que el consumo por parte de la celda de hidrógeno es disminuido. Esto se debe a la necesidad de utilizar la red eléctrica y los equipos de generación a diesel y GLP antes que la celda de hidrógeno, ya que se deben satisfacer déficits que superan los 3 kW (máxima potencia que aporta la celda de hidrógeno), potencia fácilmente alcanzable por estos equipos y la red. Esta situación se dará en más casos, lo que indica que el conjunto Electrolizador – Celda de hidrógeno no cobra importancia en escenarios en los que la carga a satisfacer alcanza estos valores.

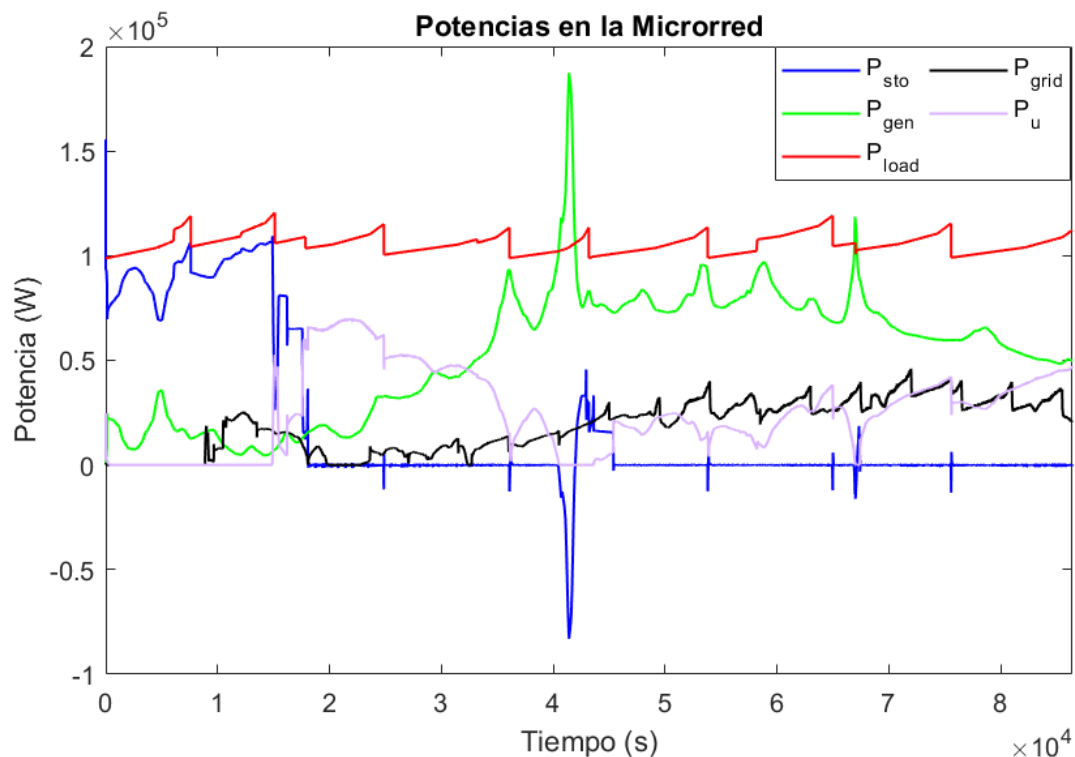


Ilustración 36

Figura 7.14: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga alta.

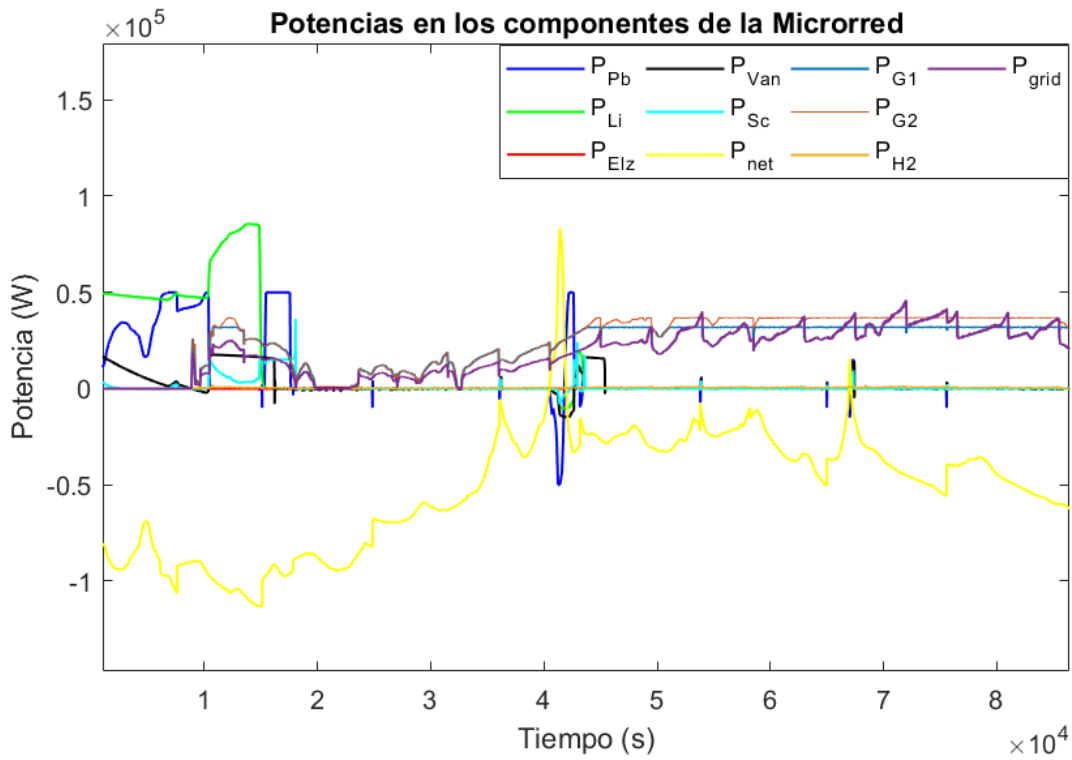


Ilustración 37

Figura 7.15: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga alta.

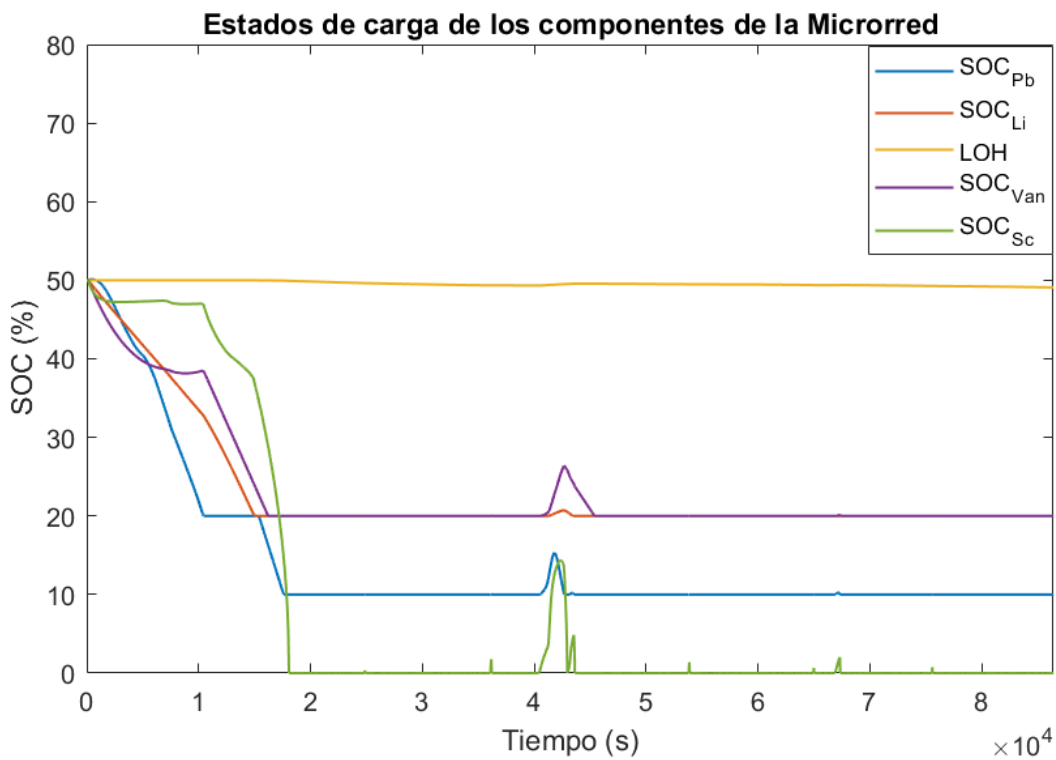


Ilustración 38

Figura 7.16: SOC en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial media, carga alta.

7.5 Simulación en Día Soleado, Baterías Descargadas, Carga Programable Alta

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 30%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 30%.

Se da a continuación el caso de Carga Programable alta con estado inicial del almacenamiento bajo. El comportamiento a seguir es similar al ya descrito, siendo la intervención de los equipos de generación a diésel y GLP, así como de la red eléctrica, más importante si cabe. Como se observa, los sistemas de almacenamiento no logran cubrir el déficit de energía en ningún momento, alcanzando su nivel mínimo de carga a los 10000 segundos.

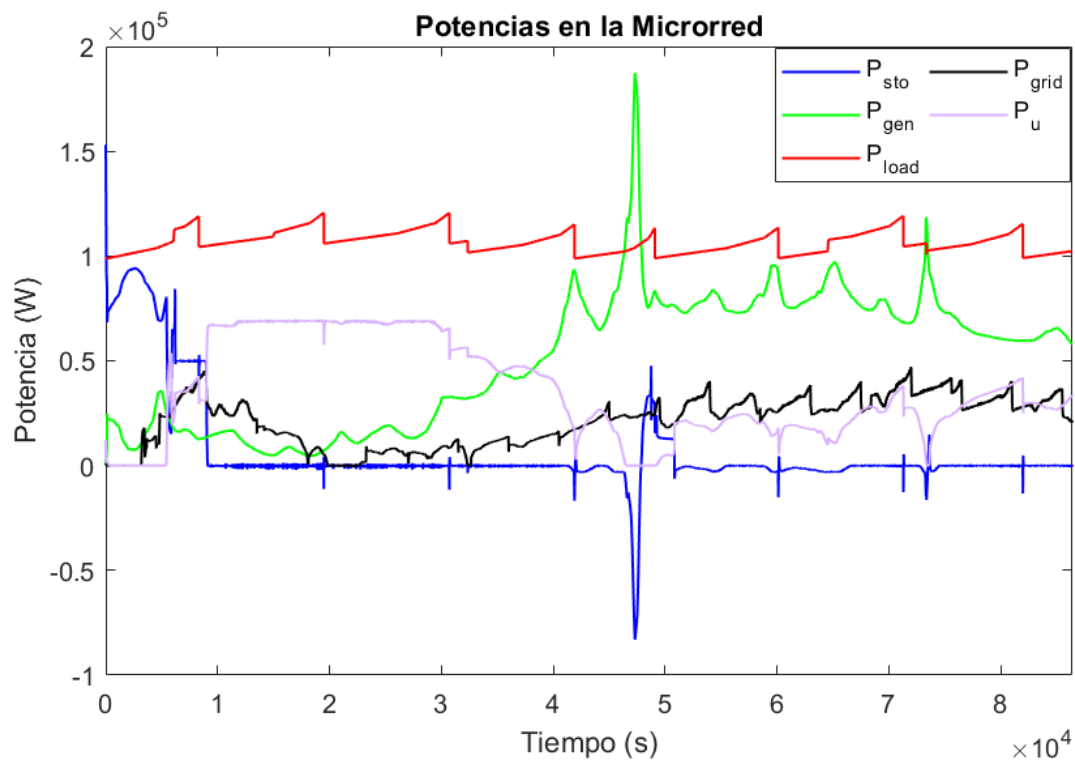


Ilustración 39

Figura 7.17: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga alta.

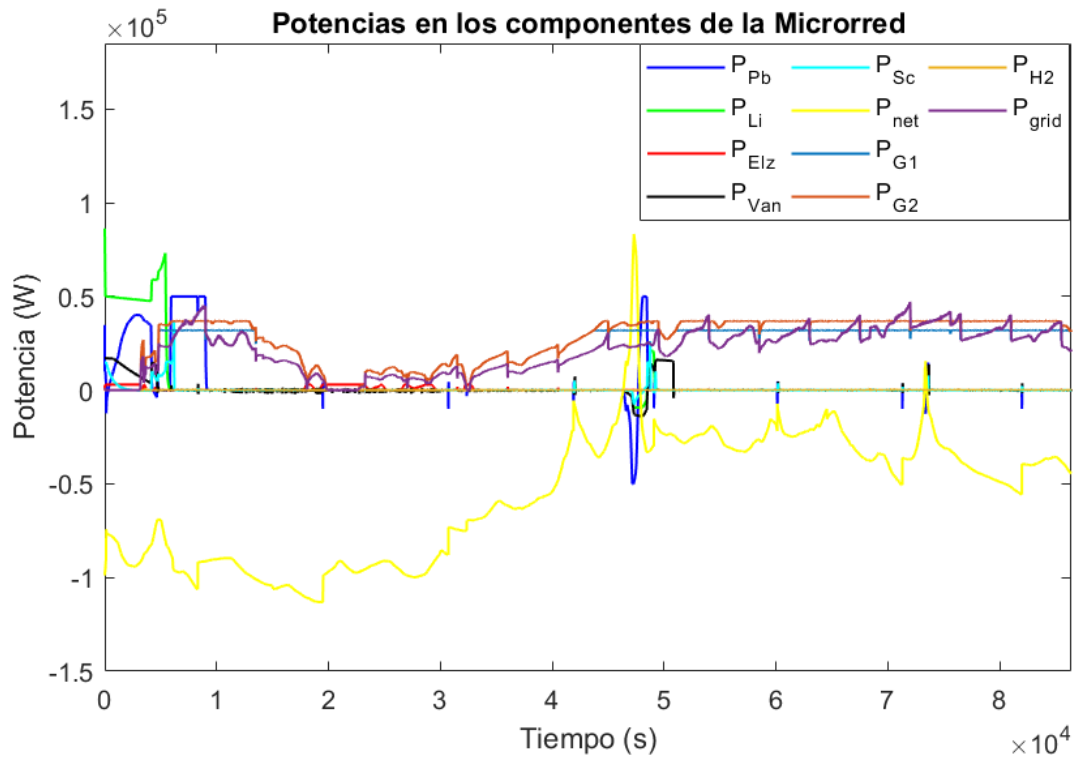


Ilustración 40

Figura 7.18: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga alta.

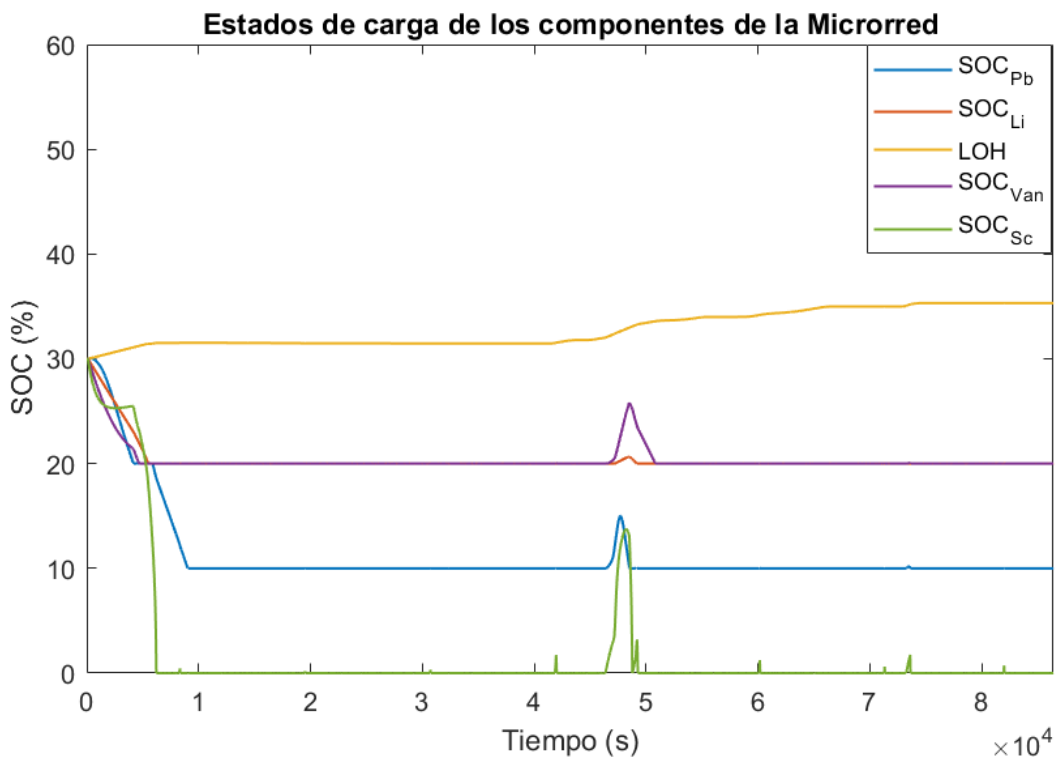


Ilustración 41

Figura 7.19: SOC en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial baja, carga alta.

7.6 Simulación en Día Soleado, Baterías Cargadas, Carga Programable Alta

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día soleado.
- SOC inicial de las baterías: 80%.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 80%.

A continuación, se presenta el caso anterior pero con un estado inicial de carga de los sistemas de almacenamiento elevado. En este caso, el sistema de almacenamiento hace frente al déficit de energía durante gran parte del día (entorno al 50 %), para después dejar paso a los equipos que conforman la generación manipulable y la red eléctrica. Se observa que en este caso la Celda de Hidrógeno se encuentra funcionando durante toda la simulación, teniendo un consumo muy disminuido.

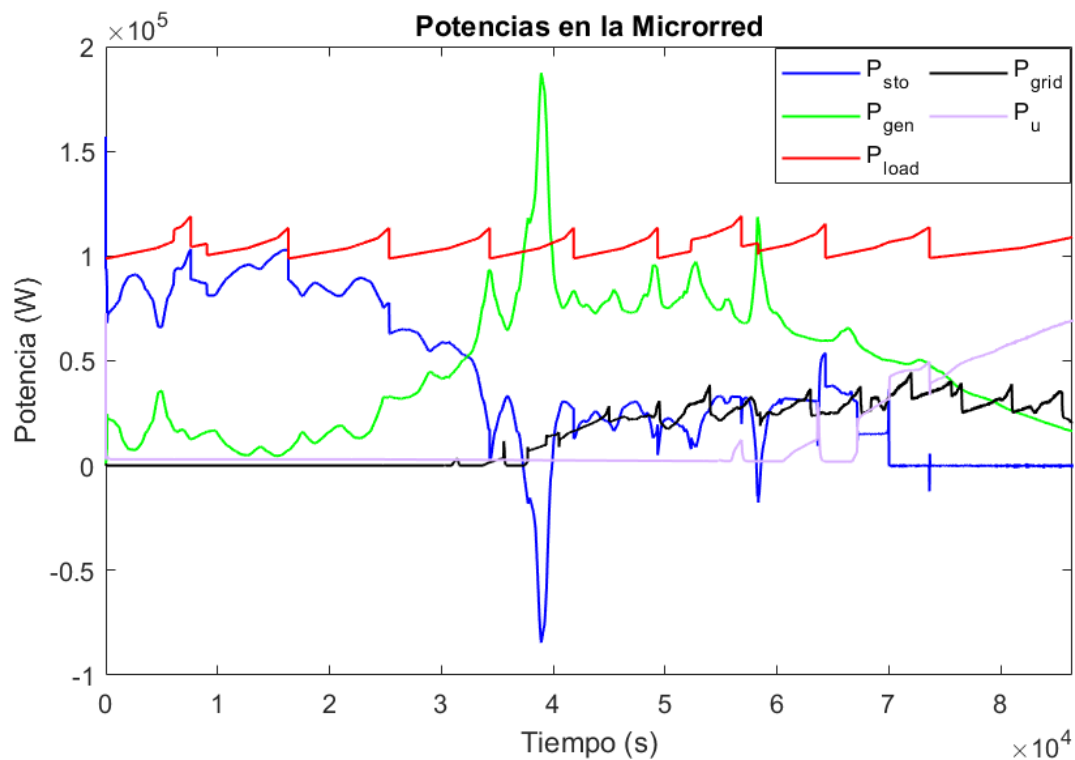


Ilustración 42

Figura 7.20: Potencias en la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga alta.

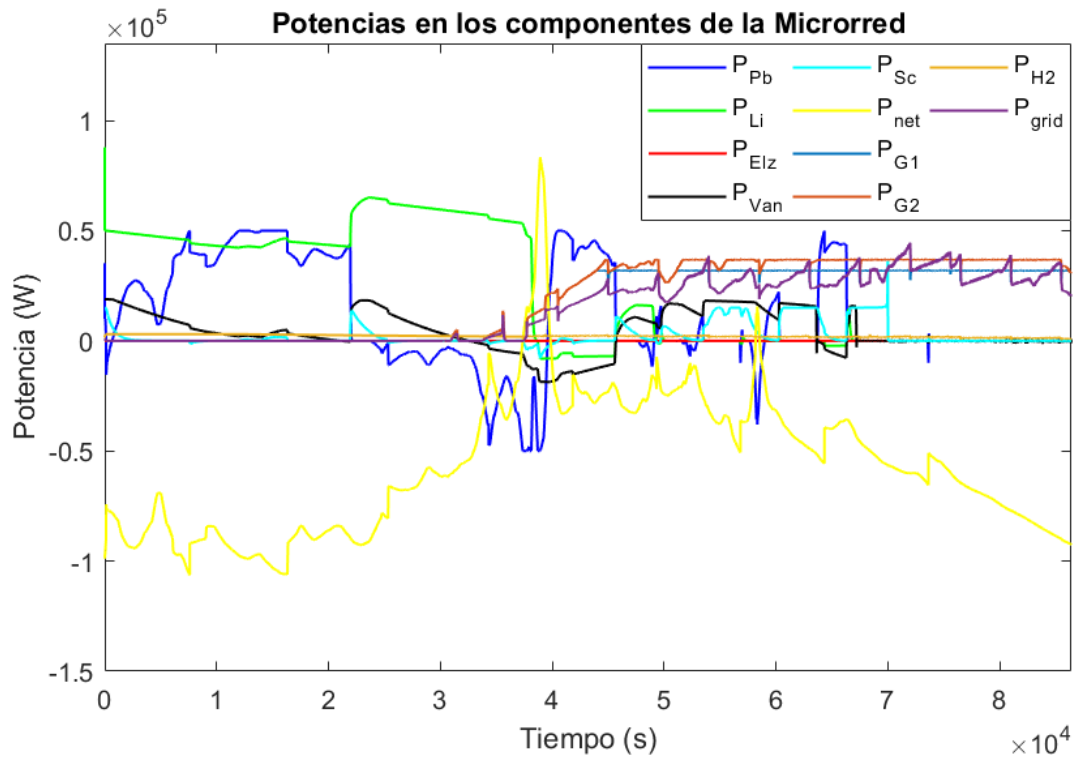


Ilustración 43

Figura 7.21: Potencias en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga alta.

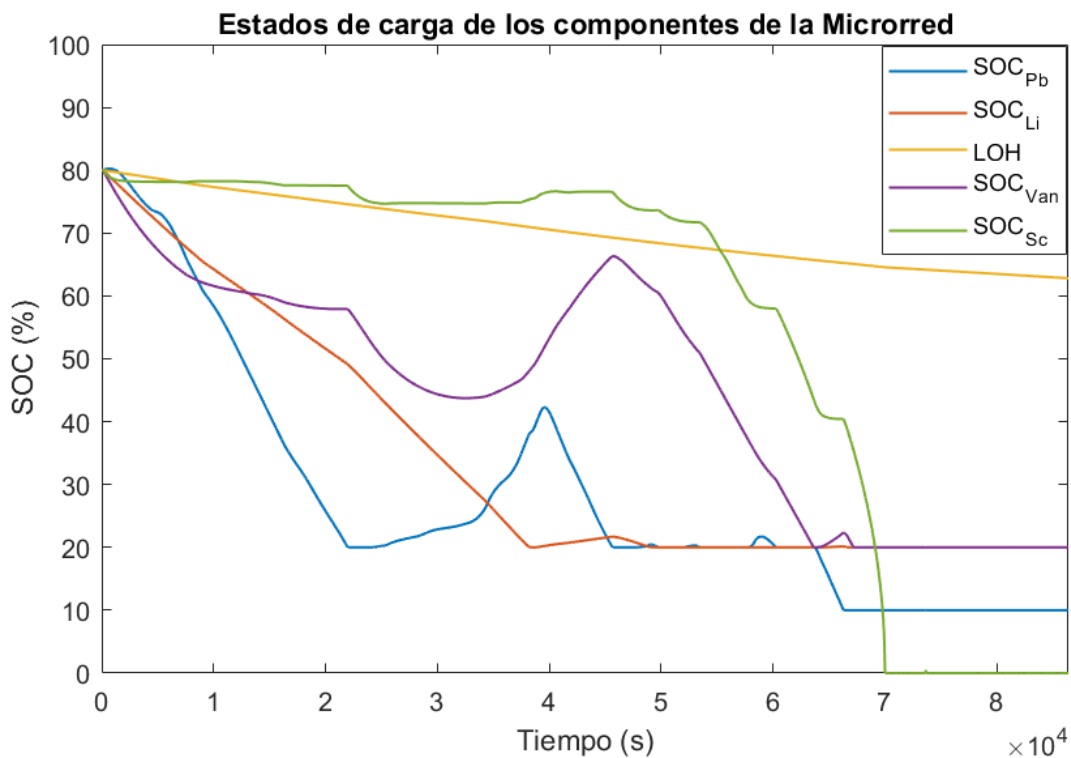


Ilustración 44

Figura 7.22: SOC en los componentes de la Microrred, día soleado, carga inicial alta, carga alta.

7.7 Simulación en Día Nublado, Baterías a Media Carga, Carga Programable Alta

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 50 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 50 %.

En los perfiles de generación de día nublado no alteran significativamente el comportamiento de la microrred, más allá de adelantar los acontecimientos que se suceden en los distintos escenarios, teniendo que actuar los equipos de generación controlada, así como la red eléctrica, más asiduamente.

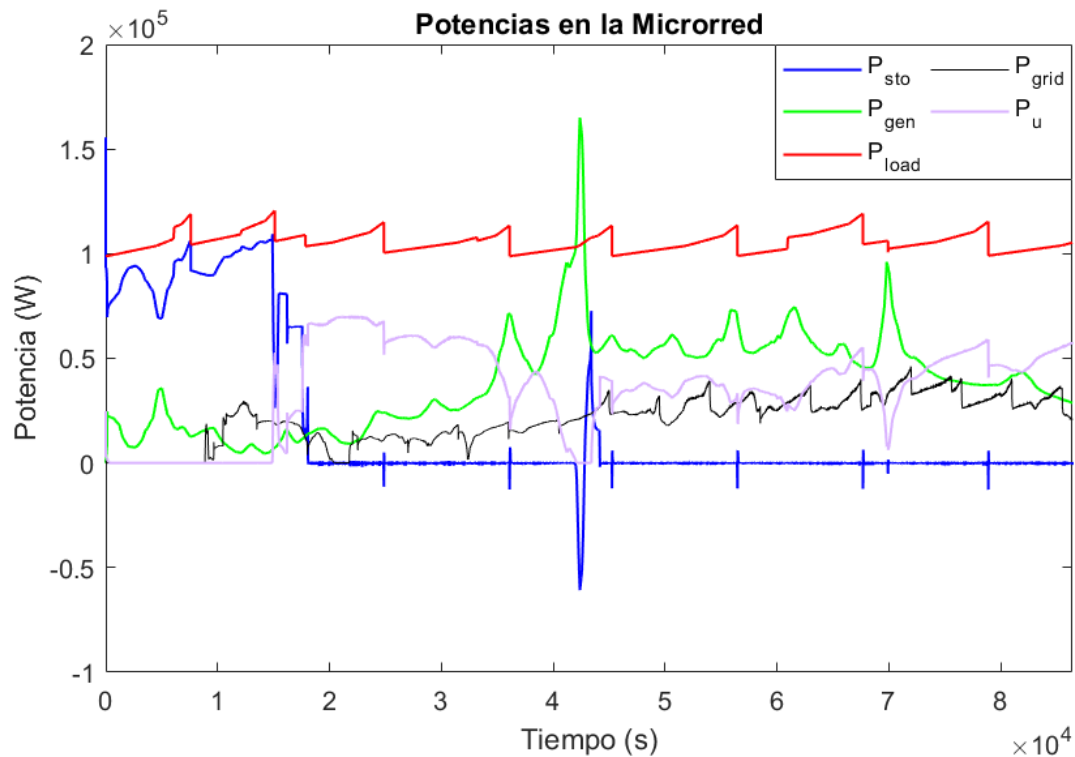


Ilustración 45

Figura 7.23: Potencias en la Microrred, día nublado, carga inicial media, carga alta.

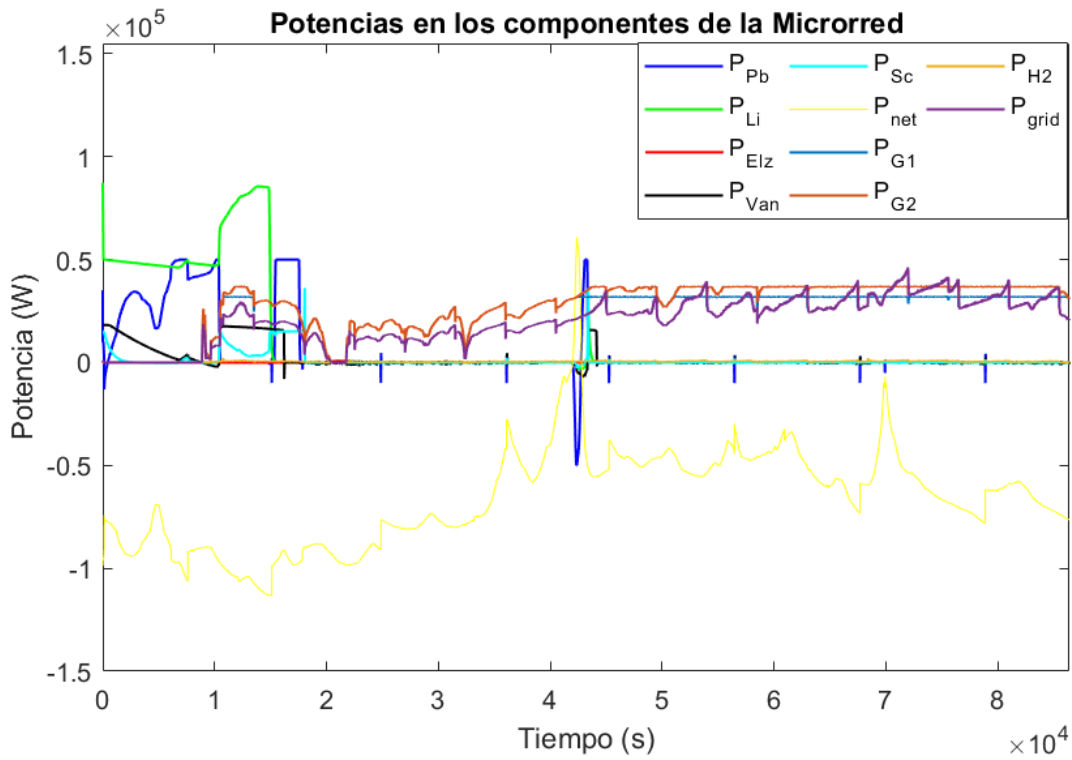


Ilustración 46

Figura 7.24: Potencias en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial media, carga alta.

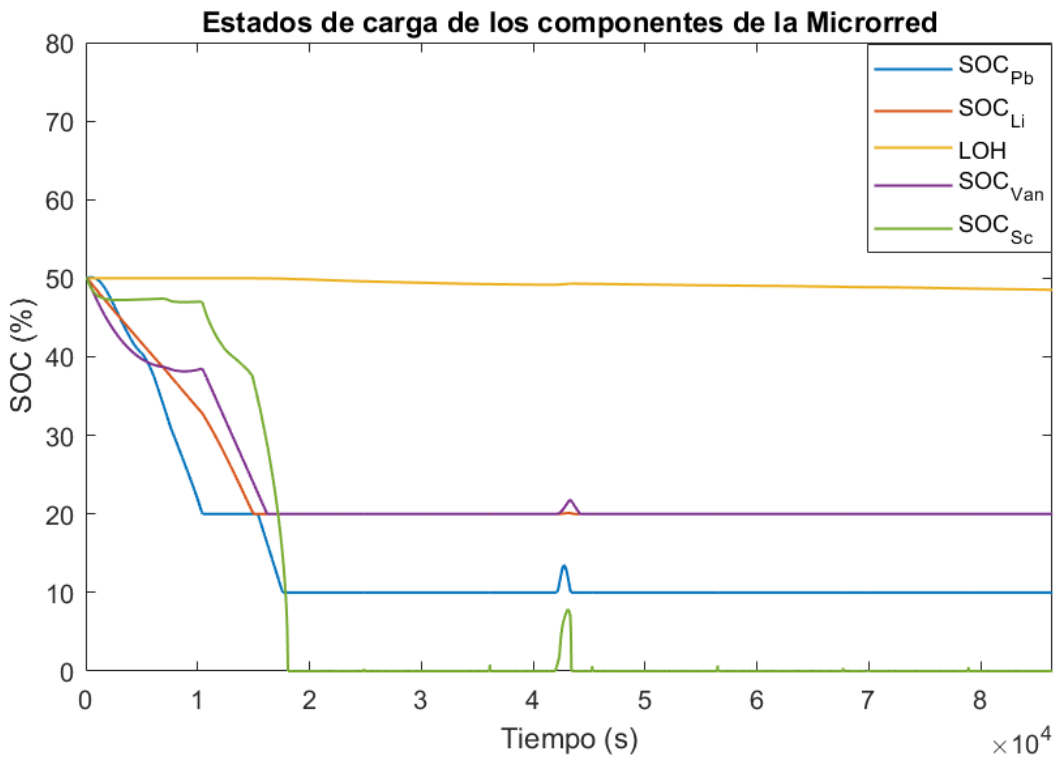


Ilustración 47

Figura 7.25: SOC en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial media, carga alta.

7.8 Simulación en Día Nublado, Baterías Descargadas, Carga Programable Alta

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 30 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 30 %.

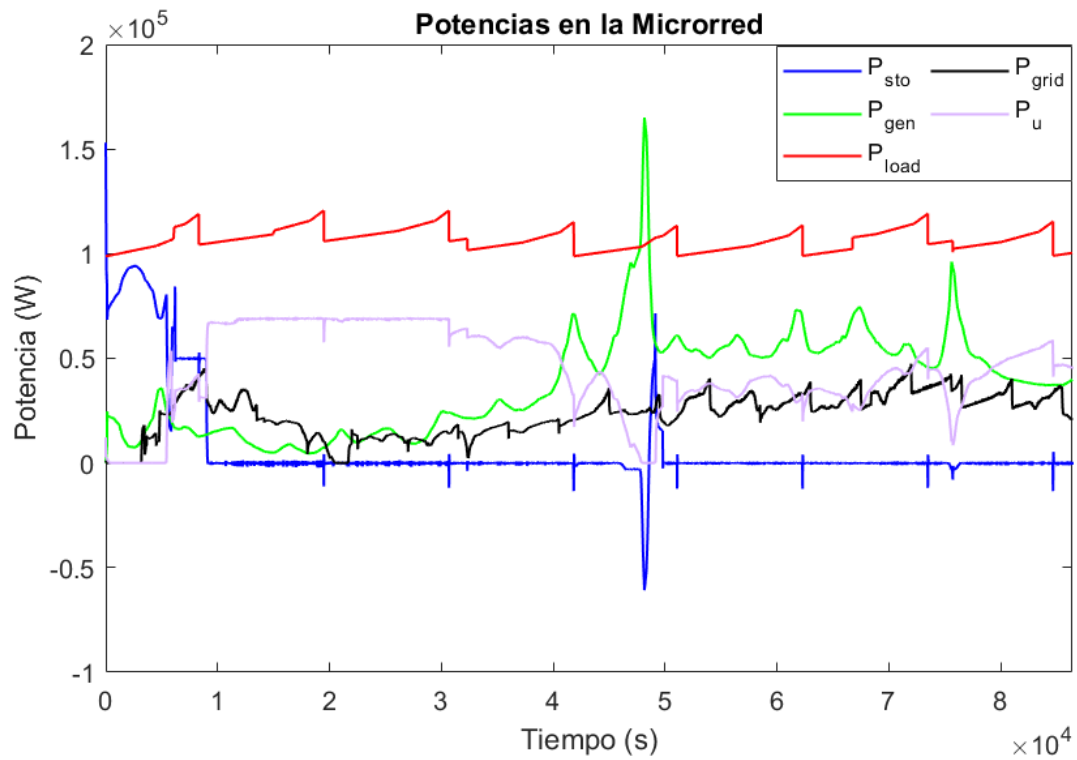


Figura 7.26: Potencias en la Microrred, día nublado, carga inicial baja, carga alta.

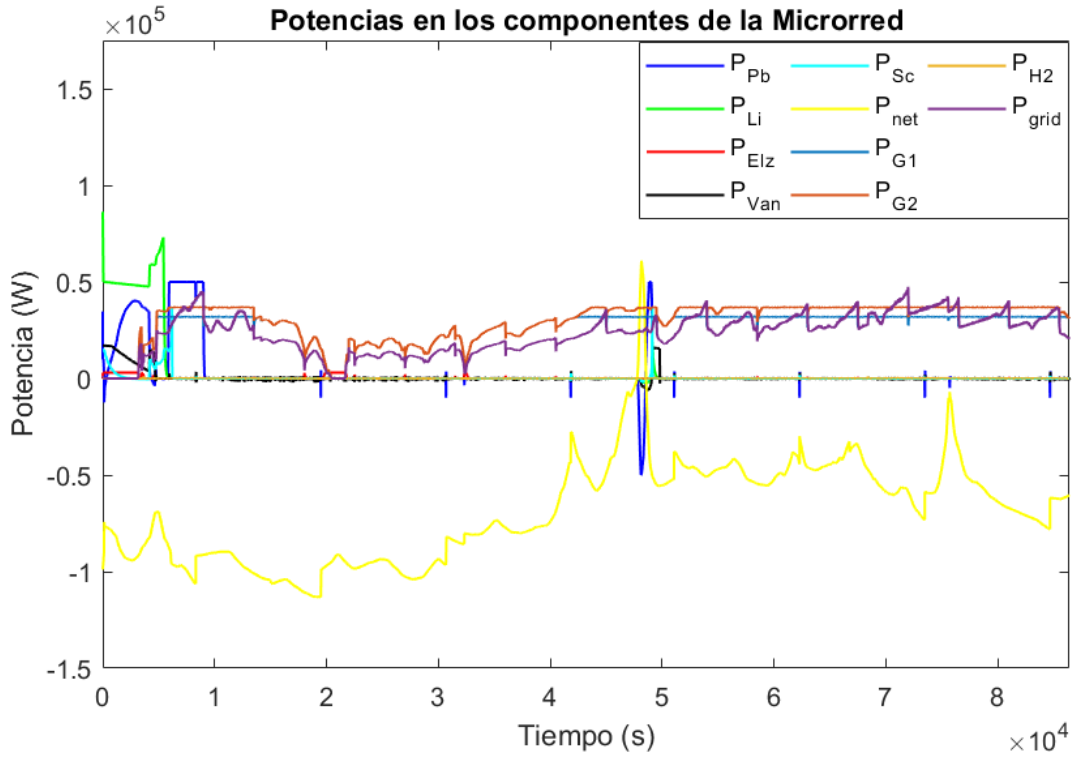


Ilustración 49

Figura 7.27: Potencias en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial baja, carga alta.

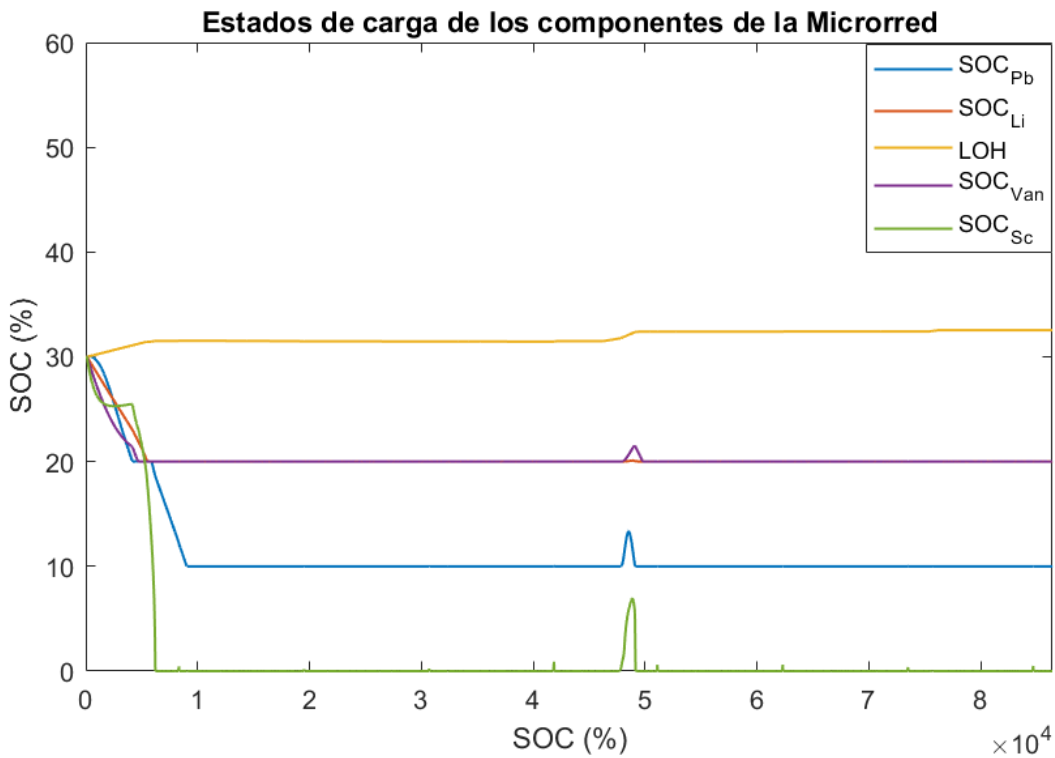


Ilustración 50

Figura 7.28: SOC en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial baja, carga alta.

7.9 Simulación en Día Nublado, Baterías Cargadas, Carga Programable Alta

Esta simulación se ha realizado bajo las siguientes condiciones:

- Perfil de generación solar: día nublado.
- SOC inicial de las baterías: 80 %.
- Nivel inicial de Hidrógeno: 80 %.

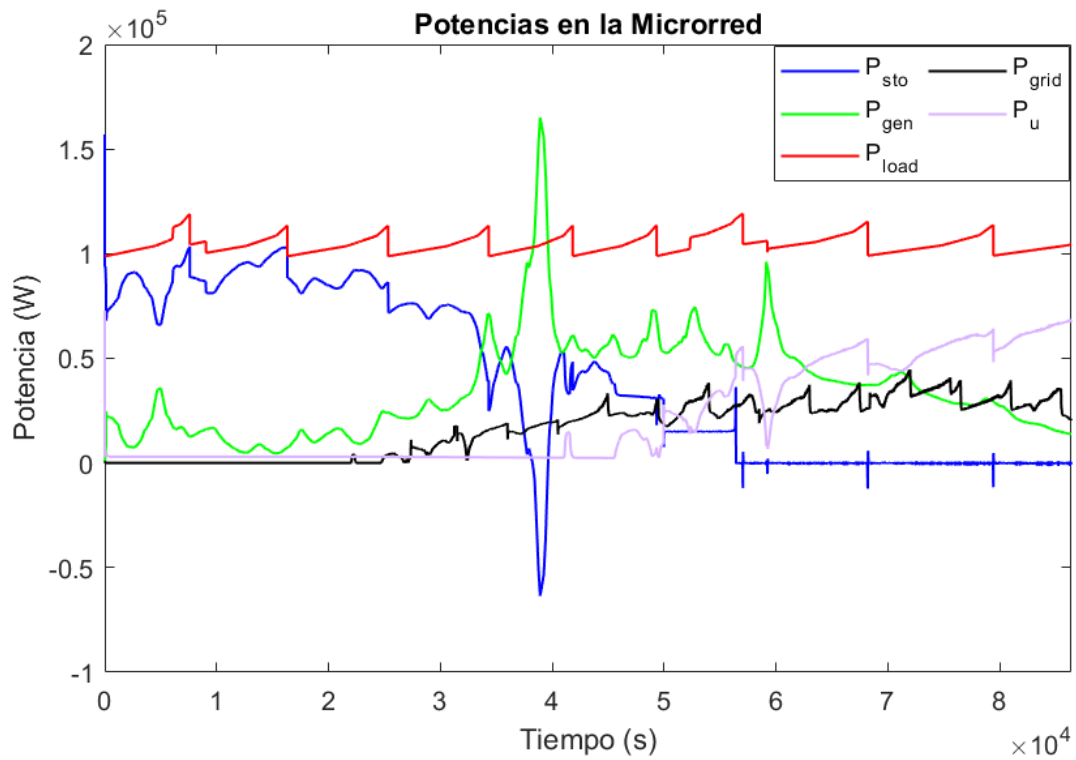


Figura 7.29: Potencias en la Microrred, día nublado, carga inicial alta, carga alta.

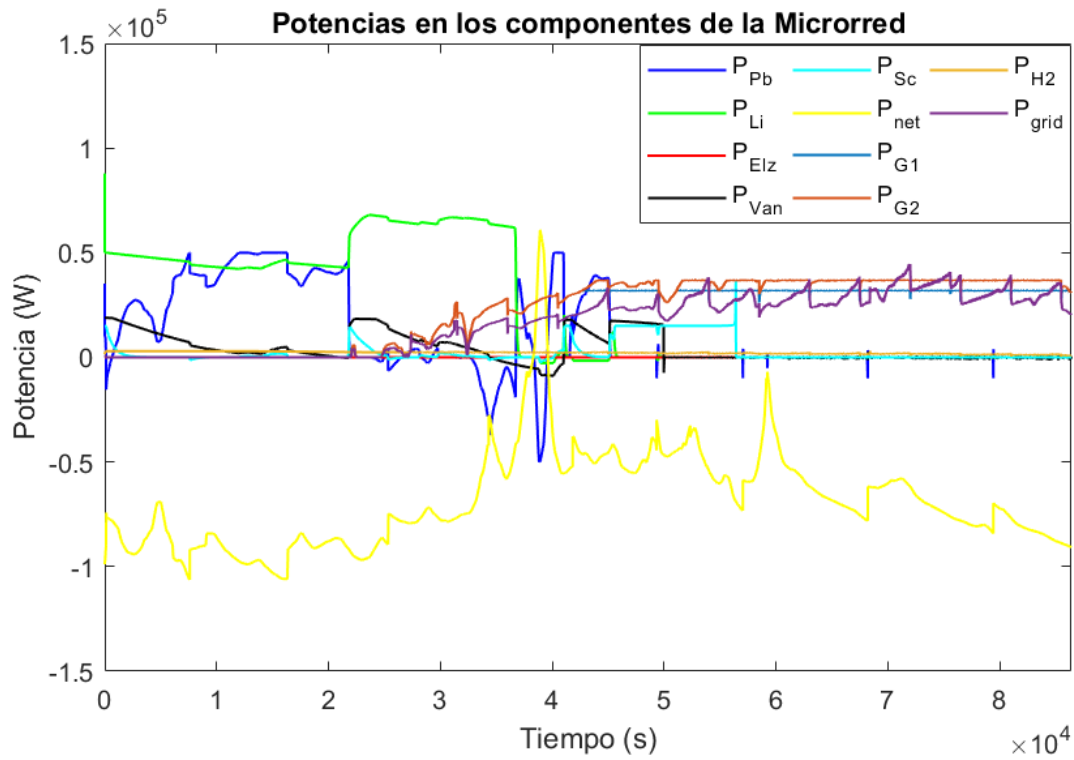


Ilustración 52

Figura 7.30: Potencias en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial alta, carga alta.

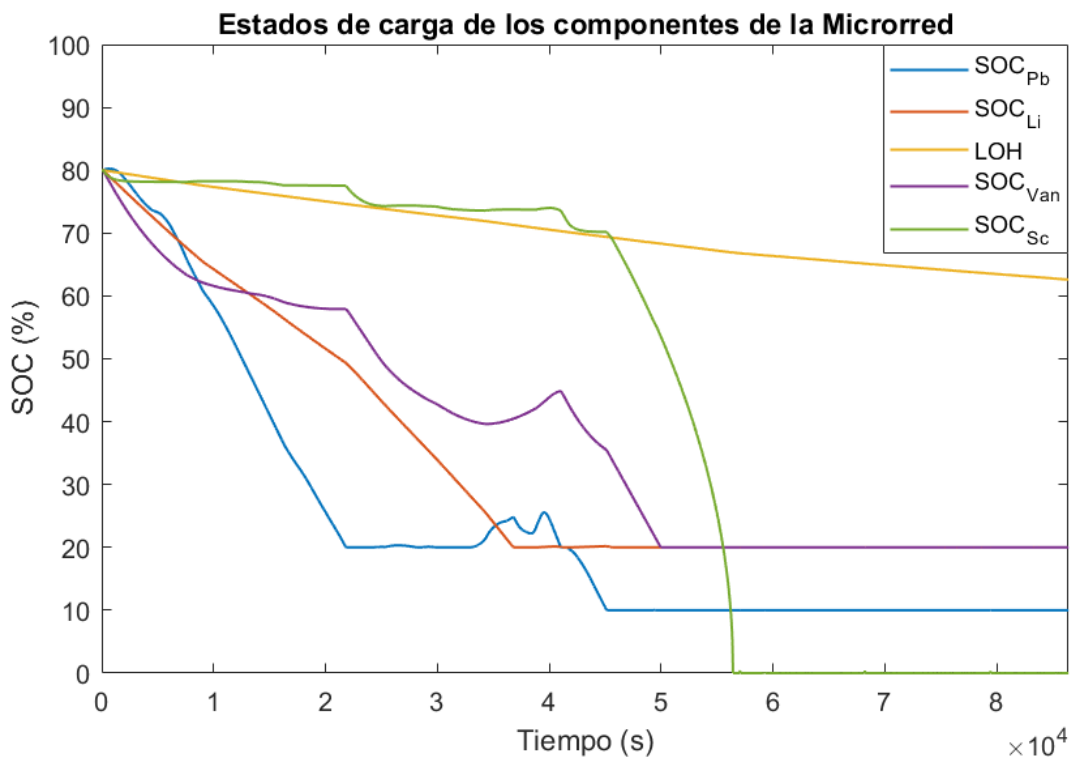


Ilustración 53

Figura 7.31: SOC en los componentes de la Microrred, día nublado, carga inicial alta, carga alta.

8 CONCLUSIONES Y DESARROLLO FUTURO

En este capítulo se recogen las conclusiones que se deducen tras la evaluación del controlador mediante el simulador implementado en Matlab – Simulink, exponiendo los datos determinantes en cuanto a su comportamiento, además del desarrollo futuro de este proyecto.

8.1 Comportamiento

En el capítulo anterior se presentaron los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre el comportamiento a lo largo de un día completo de funcionamiento de la microrred y el controlador. En dicho capítulo, se hacía especial hincapié en la diferencia entre el funcionamiento cuando la microrred se somete a grandes cargas (del orden de la centena de kW) y los casos en los que la carga a satisfacer es fácilmente alcanzable por los elementos de generación y almacenamiento de la microrred. Dicha diferenciación viene motivada por el funcionamiento del controlador, ya que a pesar de una mayor itinerancia y utilización de equipos (lo que se traduce en una resolución más tediosa del problema de optimización) en el primer caso, la potencia del sistema se mantiene en el cero, demostrando su robustez. No obstante, a pesar del buen funcionamiento del controlador aun sometido a grandes cargas, en situaciones menos exigentes, el controlador es capaz de mantener la potencia del sistema, es decir, el balance de energía, en cero, disminuyendo en mayor medida la utilización de formas de energía no renovable (equipos electrógenos), lo que confirma el buen funcionamiento del MPC especialmente en este tipo de situaciones, y lo acertado de su elección como estrategia de control.

Además de conseguir una gestión adecuada de la energía, el MPC, a diferencia de otros métodos de control estudiados en el Capítulo 4, consigue realizar un control en la variación de potencia en cada instante, de modo que no alcance valores muy altos de variación. Esta característica ayuda a evitar posibles desperfectos que pudieran ocasionarse en los equipos debido a estos cambios bruscos en la potencia a suministrar.

Por otro lado, durante el proceso de implementación del algoritmo en Matlab – Simulink, se han ido resolviendo subproblemas, con el objetivo de encontrar una solución de manera escalonada, planteando problemas de control más fácilmente resolubles. De esta forma, desde un punto de partida en el que el vector de señales de control contaba con cinco componentes, una vez que se consiguió un comportamiento aceptable del sistema, se introdujeron en el vector de señales de control el funcionamiento del conjunto Pila de H_2 – Electrolizador, y finalmente los equipos de generación a Diésel y GLP, tratando de alcanzar un resultado lo más realista posible.

Por tanto, es posible, partiendo del modelo de este Proyecto, implementar el problema de control que resultase a medida que se adquirieran equipos o se sustituyesen alguno de los existentes.

8.2 Desarrollo Futuro

La realización de este Proyecto demuestra que la implementación de un MPC mediante el software Matlab – Simulink, se presenta como una alternativa atractiva para el control de microrredes. Sin embargo, para corroborar los resultados de esta memoria, es necesaria la conexión de Matlab con el hardware de la microrred del Campus Balzay de la Universidad de Cuenca (Ecuador). Una vez realizada esta tarea, se estará en disposición de realizar exámenes del comportamiento de la microrred en condiciones reales, donde los perfiles de generación, el comportamiento de los sistemas de almacenamiento o bien la conexión y desconexión de la red diferirán con más o menos importancia de los modelos con los que se ha completado este Proyecto. En este

momento se estará en disposición de realizar las resintonizaciones necesarias del controlador, buscando el mejor comportamiento posible.

Por último, sería interesante incluir en el problema de control las variables necesarias para, en función del precio de la electricidad, así como los precios del Diésel y GLP, dar mayor o menor utilización a la conexión – desconexión de la red y al uso de estos equipos electrógenos. En este Proyecto, se ha tratado de dar más protagonismo a los equipos electrógenos, ya que se suponen como activos físicos ya adquiridos, por lo que ha resultado más adecuado la explotación de éstos, sin tener en cuenta los precios mencionados.

REFERENCIAS

- [1] *MathWorks*, <https://www.mathworks.com/>
- [2] J. L. Espinoza, L.G. González and R. Sempértegui, *Microgrid Laboratory as a Tool for Research on Non-Conventional Energy Sources in Ecuador*, IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC 2017). Ixtapa, Mexico, 2017.
- [3] *Statista*, <https://es.statista.com/estadisticas/600383/electricidad-generada-en-el-mundo-por-fuente-energetica/>
- [4] *Fundación Endesa*, <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-smart-grid>
- [5] *Ecointeligencia*, <https://www.ecointeligencia.com/2014/02/smart-grid-fundamentos/>
- [6] Nikos Hatziargyriou, *Microgrids: architectures and control*, John Wiley & Sons, 2014.
- [7] *Energías-Renovables*, <https://www.energias-renovables.com/panorama/las-ventajas-de-las-microrredes-20171016>
- [8] Carlos. Bordons, Félix Garcia-Torres, and Miguel Ridaó, *Model predictive control of microgrids*, Springer, 2019.
- [9] *Microgrid institute*, April 2014, <http://www.microgridinstitute.org>.
- [10] Ernie Hayden, *Introduction to Microgrids*, 2016.
- [11] *Powersystem-blogspot*, http://1415powersystem.blogspot.com/2015_02_01_archive.html
- [12] Chandrasena, Ruwan P.S.; Shahnian, Farhad; Ghosh, Arindam; Rajakaruna, Sumedha, "Dynamic operation and control of a hybrid nanogrid system for future community houses". *IET Generation, Transmission & Distribution*. **9** (11): 1168–1178. [doi:10.1049/iet-gtd.2014.0462](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2014.0462), 2015-08-06.
- [13] *Eesi*, <https://www.eesi.org/briefings/view/120616idea>
- [14] Daniel Burmester, Ramesh Rayudu, Winston Seah, Daniel Akinyele, *A review of nanogrid topologies and technologies*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 67, 2017.
- [15] José Luis Poza Luján, Juan Luis Posadas Yagüe, *Revisión de las arquitecturas de control distribuido*, Instituto de Automática e Informática Industrial (ai2), Universidad Politécnica de Valencia (UPV), 2009.
- [16] Fernando Polverini, *Sistema de Control Industrial Centralizado (Scada System by FP Control)*, 2009.
- [17] P Giridhar, Kiniand Ramesh, C Bansal, *Energy efficiency in industrial utilities*, *Energy Management Systems*, 2011, 1.
- [18] Matteo Ranaboldo, Laia Ferrer-Martí, Alberto García-Villoria, Rafael Pastor Moreno, *Heuristic indicators for the design of community off-grid electrification systems based on multiple renewable energies*, *Energy*, Volume 50, 2013.
- [19] Dimitris Ipsakis, Spyros Voutetakis, Panos Seferlis, Fotis Stergiopoulos, Simira Papadopoulou, Costas Elmasides, *The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system*, *Energy*, Volume 33, Issue 10, 2008.
- [20] Abhishek Sakhare, Asad Davari, Ali Feliachi, *Fuzzy logic control of fuel cell for stand-alone and grid connection*, *Journal of Power Sources*, Volume 135, Issues 1–2, 2004.
- [21] R. Fletcher, *Practical Methods of Optimization*, Wiley, 1980.
- [22] Eduardo F. Camacho, *Model predictive control*, 2nd ed.ed., *Advanced Textbooks in Control and Signal Processing*, SpringerLondon, London, 2007.

[23] Sara Ruiz Moreno, *Gestión de Energía de una Microrred mediante Control Predictivo Basado en Modelo*, ETSI Universidad de Sevilla, 2019.

[24] Earpa, https://www.earpa.eu/39/etp_smartgrids.html

