



**TESIS DOCTORAL**

**MEJORAS EN EL ANÁLISIS, GESTIÓN Y CONTROL DE UN  
SISTEMA AISLADO HÍBRIDO DE GENERACIÓN DE POTENCIA  
EÓLICO-SOLAR CON APOYO DE HIDRÓGENO**

**Isaías González Pérez**

**Escuela de Ingenierías Industriales  
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática**

**2013**



TESIS DOCTORAL

**MEJORAS EN EL ANÁLISIS, GESTIÓN Y CONTROL DE UN  
SISTEMA AISLADO HÍBRIDO DE GENERACIÓN DE POTENCIA  
EÓLICO-SOLAR CON APOYO DE HIDRÓGENO**

**Isaías González Pérez**

**Escuela de Ingenierías Industriales  
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática**

**Directores de la Tesis:**

**Fdo: Dr. Antonio José Calderón Godoy**

**Fdo: Dr. Manuel Calderón Godoy**

**2013**

## **AGRADECIMIENTOS**

Este trabajo ha podido llevarse a cabo gracias a la financiación recibida a través de la Beca para la Formación Predoctoral de Personal Investigador del Gobierno de Extremadura (expediente: PRE09048), que fue concedida para la adscripción del doctorando al Grupo de Investigación GAIRBER, y cuyo título es “Automatización de Sistemas Híbridos de Energías Renovables”.

A continuación dedico unas líneas para expresar mi agradecimiento a todas las personas que me han ayudado durante la realización de esta Tesis Doctoral.

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a mis directores de Tesis: Dr. Antonio José Calderón Godoy y Dr. Manuel Calderón Godoy, por brindarme la oportunidad de realizar esta Tesis Doctoral. Les agradezco la admirable labor de guía durante estos años, las ideas y consejos aportados, su interminable paciencia y comprensión. No han actuado sólo como directores, me gusta considerarles “compañeros de viaje” puesto que han sido, y espero sigan siendo, unos magníficos mentores, compañeros, y amigos.

A D. Antonio Ramiro González, por actuar como director de Tesis incluso una vez alcanzada la jubilación, ayudándome, orientándome y motivándome desde el primer momento hasta el último.

Gracias a Juan Félix González, y al resto de miembros, por acogerme en el Grupo de Investigación GAIRBER, haciéndome sentir como uno más desde el inicio de este trabajo.

No menos importante es el agradecimiento a todos los miembros del Grupo de Investigación GRASP, en el cual me encontré realmente integrado durante el tiempo en que pertencí al mismo.

Mi más sincero agradecimiento al Dr. João Figueiredo, por brindarme la oportunidad de realizar dos estancias en el Centro de Engenharia Mecatrónica de la Universidad de Évora, prestándome atención no sólo en el aspecto científico sino también en el personal, disfrutando de un trato cercano y hospitalario.

A mis compañeros Inés Tejado, Emiliano Pérez, Daniel Torres y Hassan HosseinNia, con los que he compartido incontables horas en el despacho, hasta llegar a convertirnos en buenos amigos.

A mi amigo Joaquín Picón, que me ha acompañado desde mis inicios en el mundo de la investigación, aportándome siempre un punto de vista enriquecedor y motivador. Al resto de amigos, Tamara, Fran, María Jesús, Juanfran, etc., por estar ahí.

A Miriam, por su compañía, por su apoyo, por la alegría e ilusión que me regala.

Finalmente, me gustaría dar las gracias a mi familia: a mis padres y hermana por su constante apoyo y paciencia. Desde el principio me han animado a alcanzar mis metas, confiando incondicionalmente en mí; sin ellos no habría podido llegar aquí.

## Índice

Índice de Figuras .....	iii
Índice de tablas .....	vi
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ESTRUCTURA.....	1
1.1 Introducción e interés del trabajo.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Rendimiento científico de la Tesis. Contribuciones y publicaciones generadas.....	4
1.4 Contenido y estructura de la tesis .....	6
CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE.....	9
2.1 Instalaciones híbridas de generación de potencia .....	9
2.2 Análisis exergético del banco de ensayo .....	20
2.3. Determinación del estado de carga de la batería en un sistema híbrido.....	23
2.4. Control de sistemas híbridos de potencia.....	29
CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	37
3.1 Banco de ensayo .....	37
3.2 Electrolizador.....	42
3.2.1 Electrolizador PEM.....	42
3.2.2 Parámetros del electrolizador utilizado .....	44
3.3 Sistema de automatización y supervisión .....	48
3.3.1 Sistema de automatización .....	51
3.3.1.1 Configuración del PLC S7-313C-2DP .....	52
3.3.1.2 Módulos de entradas analógicas SM331.....	53
3.3.1.3 Módulo de entradas y salidas analógicas SM334.....	54
3.3.1.4 Procesador de comunicaciones CP343-1 Advanced.....	56
3.3.1.5 Estación de periferia distribuida ET 200S .....	57
3.3.2 Sistema de supervisión, adquisición y registro de datos .....	57
CAPÍTULO 4. ANÁLISIS EXERGÉTICO DEL BANCO DE ENSAYO.....	60
4.1 Análisis del rendimiento exergético de los componentes .....	60
4.1.1 Rendimiento exergético de los paneles fotovoltaicos .....	60
4.1.2 Rendimiento exergético del electrolizador.....	65
4.1.3 Rendimiento exergético de la pila de combustible .....	70
4.2 Resultados y propuestas de mejora.....	73
CAPÍTULO 5. ESTIMACIÓN DEL ESTADO DE CARGA DE LA BATERÍA.....	74
5.1 Método para estimar el SOC de la batería del banco de ensayo .....	74
5.1.2 Corrección de la capacidad según la temperatura.....	76



5.1.3 Método Trapezoidal para estimar el SOC .....	78
5.2 Desarrollo experimental .....	80
5.3 Resultados del método propuesto .....	85
5.3.2 Ensayos de descarga.....	86
5.3.3 Determinación de la relación SOC-VOC .....	88
5.4 Datos del SOC durante 1 mes de funcionamiento .....	89
CAPÍTULO 6. DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE TRABAJO DEL ELECTROLIZADOR .....	92
6.1 Funciones del sistema de automatización y supervisión .....	92
6.2 Modo de operación del electrolizador.....	93
6.2.1 Conexión módulos fotovoltaicos-electrolizador.....	94
6.3 Operación del electrolizador en punto de trabajo fijo.....	95
6.4 Algoritmo y condiciones de funcionamiento del electrolizador .....	97
6.5 Estrategia para la operación en punto variable del electrolizador .....	101
6.6 Inclusión del SOC estimado como parámetro de control.....	104
6.6.1 Algoritmo del electrolizador incorporando el SOC estimado.....	104
6.6.2 Algoritmo de la pila de combustible incorporando el SOC estimado .....	106
CAPÍTULO 7. CONTROL BORROSO DEL PUNTO DE TRABAJO DEL ELECTROLIZADOR.....	110
7.1 Plataforma para control basado en lógica borrosa.....	110
7.2 Controlador basado en lógica borrosa .....	113
7.2.1 Funciones de pertenencia .....	115
7.2.2 Reglas borrosas .....	120
7.3 Integración de WinCC, Simulink y PLC.....	121
CAPÍTULO 8. RESULTADOS EXPERIMENTALES .....	125
8.1 Punto de trabajo variable del electrolizador sin SOC estimado.....	125
8.2 Punto de trabajo variable del electrolizador incluyendo SOC estimado .....	130
8.3 Operación de la pila de combustible incluyendo SOC estimado.....	138
8.4 Punto de trabajo variable del electrolizador determinado mediante FLC.....	140
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS .....	147
9.1 Conclusiones de la investigación.....	147
9.2 Trabajos futuros.....	149
ANEXO 1 .....	151
Proyectos de I+D sobre energías renovables e hidrógeno. ....	151
ANEXO 2 .....	158
Código para estimación del SOC de la batería.....	158

## Índice de Figuras

Figura 2.1. Esquema general de un sistema híbrido de generación de potencia. ....	11
Figura 3.1. Diagrama de bloques del sistema híbrido eólico-solar con apoyo de hidrógeno. ....	38
Figura 3.2. Generador eólico-solar. ....	40
Figura 3.3. Módulos fotovoltaicos y piranómetros. ....	40
Figura 3.4. Banco de ensayo eólico-solar a escala de laboratorio. ....	41
Figura 3.5. Generador de hidrógeno Hart – 250. ....	42
Figura 3.6. Esquema de un electrolizador PEM. ....	43
Figura 3.7. Electrolizador Hart-250 de Hydrogen Works. ....	44
Figura 3.8. Esquema de conexión para la caracterización del electrolizador Hart-250. ....	46
Figura 3.9. Curva característica $I=f(V)$ del electrolizador Hart-250. ....	47
Figura 3.10. Representación gráfica del caudal de hidrogeno generado frente a la corriente consumida. ....	47
Figura 3.11. Esquema eléctrico del banco de ensayo. ....	49
Figura 3.12 Diagrama de flujo del algoritmo de control del sistema de automatización. ....	51
Figura 3.13. Autómata Programable Siemens S7-313C 2DP. ....	53
Figura 3.14. Autómata Programable Siemens S7-313C 2DP cableado y montado en la instalación. ....	53
Figura 3.15. Módulo de entradas analógicas SM331. ....	54
Figura 3.16. Esquema de conexiones para el control del punto de trabajo del electrolizador. ....	55
Figura 3.17. Conexión de la salida analógica al convertidor DC/DC del electrolizador. ....	56
Figura 3.18. Página HTML alojada en el CP343-1 Advanced. ....	57
Figura 3.19. Principales imágenes del SCADA en el TP 277B 6” para monitorizar el sistema. ....	59
Figura 4.1. Irradiancia global y exergía solar durante el 20 de Mayo de 2010. ....	62
Figura 4.2. Exergía solar y potencia de los módulos fotovoltaicos, 20 de Mayo de 2010. ....	63
Figura 4.3. Exergía solar y eficiencia exergética de los módulos fotovoltaicos, 20 de Mayo de 2010. ....	63
Figura 4.4. Eficiencia exergética de los módulos fotovoltaicos y exergía incidente en el plano inclinado, 20 de Mayo de 2010. ....	64
Figura 4.5. Pérdidas de exergía de los módulos fotovoltaicos, 20 de Mayo de 2010. ....	65
Figura 4.6. Exergía del hidrógeno, potencia consumida, y rendimientos energético y exergético del electrolizador. ....	69
Figura 4.7. Presión del hidrógeno, y caudal y corriente en el electrolizador. ....	69
Figura 4.8. Pérdida de exergía en el electrolizador. ....	70
Figura 4.9. Exergía del hidrógeno, potencia, y rendimientos energético y exergético de la pila de combustible. ....	73
Figura 4.10. Presión, caudal de hidrógeno e intensidad en la pila de combustible. ....	73

Figura 4.11. Pérdida de exergía en la pila de combustible. ....	73
Figura 5.1. Relación entre el factor de compensación de capacidad por temperatura y la temperatura.....	78
Figura 5.2. Aproximación del área por el Método Trapezoidal para estimar el SOC de la batería. ...	79
Figura 5.3. Esquema de conexionado del sistema de automatización y supervisión para realizar los ensayos de carga y descarga de la batería. ....	81
Figura 5.4. Pantalla del TP para visualización de variables de la batería y estimaciones del SOC.....	82
Figura 5.5. Diagrama de flujo del algoritmo para la estimación del SOC. ....	84
Figura 5.6. (a) Corriente y SOC, (b) voltaje y SOC de la batería para la determinación del SOC inicial.....	86
Figura 5.7. Tensión y SOC de la batería durante los ensayos de descarga. (a) $I_{descarga} = 2 \text{ A}$ , (b) $I_{descarga} = 7 \text{ A}$ . ....	87
Figura 5.8. Relación entre el SOC y la VOC de la batería para los procesos de carga y descarga.....	88
Figura 5.9. Valores máximo, mínimo y medio del SOC de la batería durante el mes de agosto de 2011. ....	89
Figura 5.10. Energía neta suministrada a la batería durante el mes de agosto de 2011.....	90
Figura 5.11. Energía suministrada y recibida por la batería durante el mes de agosto de 2011.....	91
Figura 6.1. Esquema de conexiones para la determinación del punto de trabajo del electrolizador. 95	
Figura 6.2. Irradiancia global sobre plano inclinado y corriente del electrolizador. ....	95
Figura 6.3. Balance de corrientes en el bus DC del día 4 de Julio de 2009. ....	96
Figura 6.4. Flujograma de gestión del electrolizador. ....	98
Figura 6.5. Representación gráfica de la tensión de control frente a la corriente suministrada al electrolizador el día 11 de julio de 2010.....	102
Figura 6.6. Flujograma de gestión del electrolizador incorporando el SOC estimado como parámetro.....	105
Figura 6.7. Flujograma de gestión de la pila de combustible incorporando el SOC estimado como parámetro.....	107
Figura 7.1. Esquema de conexiones para la regulación del punto de trabajo del electrolizador. ....	111
Figura 7.2. Activación del servidor OPC de WinCC flexible Runtime.....	112
Figura 7.3. Diagrama de la comunicación entre Simulink, WinCC flexible y el PLC a través de OPC. ....	113
Figura 7.4. Diagrama de bloques de un controlador borroso. ....	114
Figura 7.5. Funciones de pertenencia de: (a) SOC, (b) Irradiancia, (c) Presión de $\text{H}_2$ , (d) Temperatura de módulo fotovoltaico, (e) Corriente de compromiso, (f) Señal de error, (g) Señal de salida. ....	117
Figura 7.6. Diagrama de bloques de Simulink para control borroso mediante enlace OPC.....	121
Figura 7.7. Flujograma de la comunicación entre WinCC flexible, Simulink y el PLC por OPC. ...	122
Figura 7.8. Direccionamiento de las variables de la memoria del PLC en el servidor OPC. ....	123
Figura 7.9. Servidor OPC, Simulink y visor de reglas borrosas ejecutándose en el mismo PC.....	124

Figura 8.1. Irradiancia inclinada y balance de corrientes en el bus DC el día 20 de julio de 2010. .	126
Figura 8.2. Irradiancia inclinada y corrientes real y máxima prevista de los paneles el día 20 de julio de 2010. ....	127
Figura 8.3. Corriente del electrolizador y caudal de hidrógeno producido el día 20 de julio de 2010. ....	128
Figura 8.4. Caudal de hidrógeno producido e irradiancia inclinada el día 20 de julio de 2010. ....	128
Figura 8.5. Corriente y tensión del electrolizador y tensión establecida por el PLC el día 20 de julio de 2010. ....	129
Figura 8.6. Corriente y SOC de la batería a lo largo de los días 3 al 5 de Agosto de 2011. ....	131
Figura 8.7. Corrientes suministradas por los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador, y la consumida por el electrolizador durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011. ....	132
Figura 8.8. Corriente y SOC de la batería, y corriente del electrolizador durante el día 3 de Agosto de 2011. ....	132
Figura 8.9. Velocidad del viento e intensidad suministrada por el aerogenerador durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011. ....	133
Figura 8.10. Caudal de hidrógeno generado e irradiancia solar incidente durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011. ....	134
Figura 8.11. SOC y tensión de la batería durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011. ....	135
Figura 8.12. Variación horaria del estado de carga de la batería a lo largo del día 4 de Agosto de 2011. ....	136
Figura 8.13. Irradiancia inclinada y corrientes real y máxima prevista de los paneles el día 4 de Agosto de 2011. ....	137
Figura 8.14. Corriente y tensión del electrolizador y tensión establecida por el PLC, día 4 de Agosto de 2011. ....	137
Figura 8.15. Corriente de la pila de combustible y SOC de la batería durante el día 13 de Abril de 2013. ....	139
Figura 8.16. Balance de corrientes durante el funcionamiento de la pila de combustible el día 13 de Abril de 2013. ....	139
Figura 8.17. Caudal de hidrógeno consumido por la pila y presión de las botellas de hidruros metálicos el día 13 de Abril de 2013. ....	140
Figura 8.18. Irradiancia inclinada y balance de corrientes en el bus DC el día 21 de Marzo de 2012. ....	142
Figura 8.20. Caudal de hidrógeno producido e irradiancia inclinada el día 21 de marzo de 2012...	144
Figura 8.21. Irradiancia inclinada y corrientes real y máxima prevista de los paneles el día 21 de Marzo de 2012. ....	145
Figura 8.22. Corriente y tensión del electrolizador y la salida del controlador borroso el día 21 de Marzo de 2012. ....	146

## Índice de tablas

Tabla 3.1. Principales dispositivos del banco de ensayo eólico-solar con almacenamiento de hidrógeno.....	37
Tabla 3.2. Características técnicas del Electrolizador Hart-250.....	45
Tabla 3.3. Caracterización del electrolizador Hart-250.....	46
Tabla 3.4. Características técnicas del Simatic Panel Touch TP 277B 6”.....	59
Tabla 4.1. Exergía química molar estándar (kJ/kmol) de varias sustancias a 298.15 K y $p_0$ .....	66
Tabla 4.2. Parámetros utilizados para la determinación de los rendimientos energético y exergético del electrolizador.....	68
Tabla 4.3. Parámetros utilizados para la determinación de los rendimientos energético y exergético de la pila de combustible.....	72
Tabla 5.1. Características técnicas de la batería RA12-85G.....	75
Tabla 5.2. Valores del factor de capacidad y la temperatura para la batería RA12-85G.....	77
Tabla 7.1: Reglas del controlador borroso.....	120

## Nomenclatura

$\eta_{\text{bat}}$	eficiencia de carga/descarga de la batería
$C_{\text{nom}}$	capacidad nominal de la batería (Ah)
$\sigma$	tasa de autodescarga de la batería ( $\text{mes}^{-1}$ )
$\Delta t$	intervalo de tiempo considerado en la estimación del SOC (s)
$C_c$	capacidad corregida de la batería según la temperatura (Ah)
$C$	capacidad disponible de la batería (Ah)
CF	capacity factor, factor de compensación de capacidad de la batería según la temperatura

$C_p$	coeficiente de potencia (adimensional); capacidad térmica a presión constante (J/kg.K)
$c_p$	specific heat capacity at constant pressure (J/kg.K)
$Ex$	exergía (J)
$\dot{Ex}$	exergy rate (W)
$ex$	exergía específica (J/kg)
$ex_{\text{chem}}$	exergía específica química (J/kg)
$ex_{\text{phy}}$	exergía específica física (J/kg)
$G$	irradiancia ( $\text{W}/\text{m}^2$ )
$h$	enthalpy específica (J/kg); altura (m)
$H$	entalpía (J)
$I$	corriente eléctrica (A)
$LHV$	poder calorífico inferior (J/kg)
$\dot{m}$	mass flow rate (kg/s)
$P$	potencia (W)
$p$	presión (bar)
$T$	temperatura ( $^{\circ}\text{C}$ or K)
$v$	velocidad (m/s)

$V$	tensión (V)
$\dot{V}$	volume flow rate (Nm <sup>3</sup> /s)
$W$	trabajo (J)
<i>Letras griegas</i>	
$\gamma$	coeficiente adiabático
$\eta_{en}$	eficiencia energética
$\eta_{ex}$	eficiencia exergética
$\rho$	densidad (kg/m <sup>3</sup> )

### **Acrónimos**

AGM	Absorptive Glass Mat
CPU	Unidad Central de Procesos
CSGE	Colloidal Silica Gelled Electrolytes
DB	Data Block – bloque de datos
DC	Corriente continua
EERR	Energías Renovables
FB	Function Block – bloque de función
FLC	Fuzzy Logic Controller – Controlador basado en lógica borrosa
MMC	Micro Memory Card
OLE	Object Linking and Embedding
OPC	OLE for Process Control
PEM	Protong Exchange Membrane – Membrana intercambiadora de protones
PLC	Programmable Logic Controller – Autómata programable industrial
PMS	Power Management Strategy – Estrategia de gestión de potencia
PV	Photovoltaic- Fotovoltaico

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SHP	Sistema Híbrido de Potencia
SOC	State of Charge – Estado de Carga
VRLA	Valve Regulated Lead Acid



# **CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN, OBJETIVOS Y ESTRUCTURA**

## **1.1 Introducción e interés del trabajo**

Esta Tesis estudia y atiende de forma práctica, mediante una implementación real, diferentes aspectos de la automatización, operación y evaluación de un sistema híbrido eólico-solar con producción y almacenamiento de hidrógeno. El propósito del sistema es satisfacer de forma ininterrumpida la demanda de una carga a partir de fuentes renovables en un ciclo medioambientalmente limpio.

La Tesis Doctoral consiste en diseñar, aplicar y estudiar mejoras en el análisis, gestión y control de un sistema aislado híbrido de generación de potencia eólico-solar con apoyo de hidrógeno.

El presente trabajo constituye la continuación de la línea de investigación iniciada con la Tesis Doctoral de D. Manuel Calderón Godoy sobre la integración de las energías renovables solar y eólica con la generación, almacenamiento y empleo de hidrógeno en instalaciones aisladas de la red. Fruto de dicha Tesis se diseñó, construyó y puso en marcha un banco de ensayo consistente en un sistema híbrido eólico-solar con apoyo de hidrógeno a escala de laboratorio. Esta continuación es entendida como la generación de conocimiento especializado, resultados operativos y mejoras en dicho sistema. Precisamente la detección de debilidades y mejoras a introducir en el banco de ensayo forma parte del trabajo de la Tesis Doctoral desarrollada. Estas mejoras tienen por objeto lograr una operación más fiable y, sobre todo, más eficiente con respecto al aprovechamiento de la energía disponible.

La citada línea de investigación se engloba en las desarrolladas en el grupo de investigación GAIRBER (Grupo de Aprovechamiento Integral de Residuos Biomásicos y Energías Renovables) de la Universidad de Extremadura.

Además, de forma esencial y fundamental, se ha colaborado con el grupo de investigación GRASP (Grupo de Robótica, Automática y Sistemas de Producción) en todos aquellos aspectos relacionados con la automatización, control, supervisión e instrumentación.

El banco de ensayo para instalaciones aisladas se encuentra en el Laboratorio de Termodinámica Técnica de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Extremadura, en Badajoz. Ha sido probado con éxito para la operación autónoma mediante un sistema de automatización y supervisión, y dispositivos acondicionadores de potencia. Sirve como banco de ensayo para probar y evaluar diferentes aspectos relativos a su viabilidad técnica y energética.

El banco está constituido por un aerogenerador y dos paneles fotovoltaicos de pequeña potencia situados en la cubierta de la Escuela que suministran energía a una batería electroquímica. Una vez cargada esta batería, la energía excedentaria se suministra a un electrolizador Hart-250 para producir hidrógeno, que se almacena en unas botellas de hidruro metálico. Este hidrógeno se utiliza como almacenamiento energético a largo plazo, alimentando a una pila de combustible FC 50. Ésta producirá energía eléctrica cuando la instalación receptora lo demande y no exista suficiente energía de origen renovable, esto es, fotovoltaica o eólica.

Un sistema de automatización y supervisión controla el estado y punto de operación de los dispositivos de generación y consumo de potencia, encargándose de la gestión energética de la instalación.

Consecuentemente, se parte del banco de ensayo ya construido y puesto en marcha, focalizando los trabajos en introducir mejoras del funcionamiento y rendimiento del mismo.

## **1.2 Objetivos**

El objetivo principal de la Tesis Doctoral es mejorar la operación y rendimiento del sistema híbrido a través del establecimiento del punto de operación del generador de hidrógeno. Se realiza un análisis exergético de la instalación y se plantean a partir de éste aspectos sobre los que actuar para mejorar la operación del sistema. El núcleo de tales mejoras es la gestión de la producción de hidrógeno, esto es, la gestión del punto de trabajo del electrolizador. Se ajusta y valida un método para la estimación del estado de carga de la batería para ser empleado como parámetro de control. Utilizando este valor junto con otras variables climatológicas y tecnológicas, se diseñan y aplican diferentes estrategias de gestión para adaptar la operación del electrolizador en función de la energía disponible.

Los objetivos perseguidos con la realización de la presente Tesis Doctoral son los siguientes:

- Continuar la línea de investigación iniciada con la Tesis Doctoral del Dr. Manuel Calderón Godoy sobre la producción de hidrógeno mediante la electrolisis del agua a partir de energías renovables como la solar fotovoltaica y la eólica; el empleo de dicho hidrógeno en una pila de combustible; la integración de los elementos involucrados en una instalación híbrida, y la gestión y automatización de la misma.
- Analizar el rendimiento exergético de los componentes sistema híbrido a fin de evaluar su funcionamiento e identificar y detectar aspectos que puedan mejorar dicho rendimiento al ser abordados desde el punto de vista de la integración y automatización de los subsistemas.
- Desarrollar y validar un método que proporcione una estimación fiable y precisa de la capacidad disponible de las baterías, es decir, su estado de carga, para servir este valor como parámetro en la estrategia de gestión del banco.
- Obtener datos de funcionamiento del prototipo para su posterior análisis y utilización como herramienta, por un lado, para la mejora de la estrategia de gobierno de dicho prototipo y, por otro lado, para el diseño del sistema de automatización y monitorización de una instalación de la misma naturaleza a escala real que se está construyendo en la cubierta de la Escuela de Ingenierías Industriales.
- Participar y colaborar en la puesta en marcha de la instalación híbrida eólico-solar con integración de hidrógeno a escala real indicada en el párrafo anterior.
- Estudiar y evaluar estrategias para la automatización y gestión energética en el banco de ensayo que sirvan para ser extrapoladas a una instalación híbrida aislada de mayor potencia.
- Ensayar estrategias de gestión distintas de las validadas con anterioridad a la presente Tesis para la operación autónoma del sistema híbrido, especialmente enfocado hacia la modificación del punto de trabajo del electrolizador en función del excedente de energía disponible.
- Diseñar, aplicar y validar un controlador basado en lógica borrosa para establecer el punto de trabajo del generador de hidrógeno, así como integrar dicho controlador en el sistema de automatización y supervisión.

- Desarrollar, configurar y validar el sistema de automatización y supervisión como una plataforma experimental que integra aspectos tanto software como hardware para implementar en tiempo real diferentes técnicas para gobernar el punto de trabajo del electrolizador y realizar la gestión energética del banco de ensayo.

### 1.3 Rendimiento científico de la Tesis. Contribuciones y publicaciones generadas

#### ▪ Artículos de Revista

- Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Isaías González, Juan Félix González. *Some comments to the paper "Energy, exergy and sustainability analyses of hybrid renewable energy based hydrogen and electricity production and storage systems: Modeling and case study"*. Applied Thermal Engineering, vol. 58, pp. 261- 263 (2013).
- Isaías González, Antonio Ramiro, Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Juan Félix González. *Estimation of the state-of-charge of gel lead-acid batteries and application to the control of a stand-alone wind-solar test-bed with hydrogen support*. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 37, pp. 11090 - 11103 (2012).
- Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Isaías González, Juan Félix González. *Evaluation of a hybrid photovoltaic-wind system with hydrogen storage performance using exergy analysis*. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 36, pp. 5751 - 5762 (2011).

#### ▪ Contribuciones a Congresos

- Isaías González, Antonio José Calderón. *"Automatización de invernadero mediante autómatas programables y periferia descentralizada a través de PROFIBUS-DP"*. XXIX Jornadas de Automática. Tarragona. Fecha: 03/09/2008.
- Antonio José Calderón, Manuel Calderón, Isaías González. *"Energy management of a hybrid wind-solar system with support of hydrogen"*. XII International Conference on Computer Aided Systems Theory (EUROCAST 2009). Las Palmas de Gran Canaria. Fecha: 16/02/2009.
- Isaías González, Antonio José Calderón. *"Distributed control system for greenhouse automation"*. XII International Conference on Computer Aided Systems Theory (EUROCAST 2009). Las Palmas de Gran Canaria. Fecha: 16/02/2009.

- Isaías González, Antonio José Calderón. *“Greenhouse automation with programmable controller and decentralized periphery via field bus”*. IEEE International Conference on Mechatronics (ICM2009). Málaga. Fecha: 14/04/2009.
- Isaías González, Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Juan Félix González. *“Comportamiento de un electrolizador hart-250 en un banco de ensayo eólico solar con apoyo de hidrógeno”*. IV Congreso Nacional de Pilas de Combustible. Sevilla, España Fecha: 16/06/2010.
- Isaías González, Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Juan Félix González. *“FC 50 Fuel Cell Operation in a Wind-Solar Test-Bed with Hydrogen Support”*. Fuel Cells Science and Technology Conference 2010 (FUCE 2010). Zaragoza. Fecha: 06/10/2010.
- Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Juan Félix González, Isaías González. *“Analysis of the performance of the photovoltaic array through the exergy efficiency”*. International Conference on Renewable Energy and Power Quality 2011 (ICREPQ'2011). Las Palmas de Gran Canaria. Fecha: 13/04/2011.
- Isaías González, Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Juan Félix González. *“Mejora del rendimiento exergético del conjunto módulos fotovoltaicos-electrolizador en un sistema híbrido eólico-solar con apoyo de hidrógeno”*. VII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica (CNIT7). Bilbao. Fecha: 15/06/2011.
- Isaías González, Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Juan Félix González. *“Control de Electrolizador mediante Autómata Programable en Sistema Híbrido Eólico-Solar con apoyo de Hidrógeno”*. Seminario Anual de Automática, Electrónica industrial e Instrumentación (SAAEI 2011). Badajoz. Fecha: 05/07/2011.
- Isaías González, Antonio José Calderón, Manuel Calderón, Antonio Ramiro. *“Operación de electrolizador PEM controlado por PLC en sistema híbrido eólico-solar con almacenamiento de hidrógeno”*. XXXII Jornadas de Automática. Sevilla. Fecha: 07/09/2011.
- Isaías González, Antonio José Calderón, Manuel Calderón. *“Fuzzy control of an electrolyzer in a stand-alone renewable energy system”*. 10th Portuguese Conference on Automatic Control (CONTROLO 2012). Islas Madeira, Portugal. Fecha: 17/07/2012.
- Isaías González, Antonio José Calderón, Manuel Calderón. *“Fuzzy control of a hybrid renewable power system based on real-time matlab-plc communication through opc”*. 9th

International Conference on Informatics in Control, Automation and Robotics (ICINCO 2012). Roma, Italia. Fecha: 29/07/2012.

- Salah Eddine Fril, Juan Manuel Méndez, Isaías González, Antonio José Calderón. “Control y adquisición de datos de un fotobiorreactor mediante autómatas programables y LabVIEW”. XXXIII Jornadas de Automática. Vigo. Fecha: 06/09/2012.
- Isaías González, Antonio José Calderón, Manuel Calderón, Antonio Ramiro. “Arquitectura PLC-OPC-Matlab para control borroso en tiempo real de electrolizador en sistema híbrido eólico-solar”. XXXIII Jornadas de Automática. Vigo. Fecha: 06/09/2012.
- Isaías González, Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Antonio Ramiro, Juan Félix González. “Determinación del rendimiento exergético de un aerogenerador en túnel de viento”. VIII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica (CNIT8). Burgos. Fecha: 20/06/2013.
- Manuel Calderón, Antonio José Calderón, Isaías González, Antonio Ramiro, Juan Félix González. “Sistema de supervisión de una instalación eólico-solar con apoyo de hidrógeno basado en LabView”. VIII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica (CNIT8). Burgos. Fecha: 20/06/2013.

- **Libros**

Capítulo del libro: “Fuzzy Control Theory and Applications”. Título del capítulo: “Management of a PEM electrolyzer based on fuzzy logic control: Application to stand-alone hybrid renewable energy systems”. Aceptado- Pendiente de publicación.

## 1.4 Contenido y estructura de la tesis

La presente memoria se ha estructurado en 10 capítulos cuyo contenido se resume a continuación.

Capítulo 1, *Introducción, Objetivos y Estructura*. En este capítulo se expone la motivación de esta Tesis Doctoral, se describe brevemente el sistema híbrido objeto del trabajo realizado y se plantean los objetivos que se pretenden alcanzar, además de enumerar las contribuciones y publicaciones generadas.

Capítulo 2, *Estado del Arte*. Se realiza una revisión del estado del arte de los campos tratados en esta Tesis, manifestando su interés y vigencia:

- Sistemas híbridos de generación de potencia.
- Análisis exergético aplicado a sistemas híbridos de potencia.
- Estado de carga de baterías empleadas en sistemas híbridos de potencia.
- Control de sistemas híbridos de potencia.

Capítulo 3, *Descripción del sistema híbrido*. Se realiza una descripción detallada del banco de ensayo híbrido eólico-solar con apoyo de hidrógeno sobre el que se llevan a cabo los trabajos de la Tesis. Este sistema tiene carácter de prototipo. Se exponen las características de los principales elementos del sistema, desarrollando de manera especial los relativos al generador de hidrógeno y al sistema de automatización y supervisión.

Capítulo 4, *Análisis exergético del banco de ensayo*. Se aborda el análisis exergético del banco de ensayo, calculando los rendimientos exergéticos de los componentes del sistema (módulos fotovoltaicos, electrolizador y pila de combustible). Se presentan los resultados y las propuestas de mejora extraídas de los mismos.

Capítulo 5, *Estimación del Estado de Carga de la Batería*. Se expone un método para estimar el estado de carga de la batería de gel del banco de ensayo. Los cálculos se realizan en tiempo real en el autómatas que gobierna el sistema. El valor obtenido se utiliza como parámetro de control del sistema, como se comenta en el capítulo siguiente.

Capítulo 6, *Determinación del punto de trabajo del electrolizador*. Se explica la relevancia del electrolizador en el comportamiento del sistema para mejorar el aprovechamiento del excedente energético. Se expone una estrategia para establecer el punto de trabajo de este dispositivo desarrollada a partir de datos experimentales. Por último, se comenta la inclusión del valor estimado del estado de carga en el algoritmo de funcionamiento tanto del electrolizador como de la pila de combustible.

Capítulo 7, *Control borroso del punto de trabajo del electrolizador*. Se presenta una arquitectura de automatización para gobernar el punto de trabajo del electrolizador mediante lógica borrosa. Se describen el diseño y configuración del controlador borroso así como la integración del mismo en el sistema de automatización y supervisión.

Capítulo 8, *Resultados experimentales*. Se exponen los resultados experimentales obtenidos del funcionamiento del banco de ensayo a lo largo del desarrollo de la Tesis, abordando su análisis y discusión.

Capítulo 9, *Conclusiones y trabajos futuros*. Se resumen en este capítulo las conclusiones más relevantes a las que este trabajo ha dado lugar. Así mismo, se señalan las líneas de actuación para futuras investigaciones.

Anexo I, Proyectos de I+D sobre energías renovables e hidrógeno.

Anexo II, Código para estimación del SOC de la batería.

Las Referencias Bibliográficas consultadas cierran la memoria de esta Tesis.



## CAPÍTULO 2. ESTADO DEL ARTE

Este capítulo está estructurado en cuatro secciones. En la primera de ellas se definen las instalaciones híbridas de generación de potencia y se realiza una revisión del papel que juegan en el escenario energético actual así como de los distintos sistemas híbridos existentes bajo estudio en proyectos de investigación. La segunda sección expone el interés de llevar a cabo el análisis de los componentes del sistema objeto de la presente Tesis desde el punto de vista exergético. La tercera sección aborda la relevancia de la estimación del estado de carga de las baterías y su aplicación concreta a la gestión de un sistema del tipo descrito. Por último, la cuarta sección trata sobre la importancia de los distintos sistemas y estrategias de control y gestión de energía que se aplican a este tipo de instalaciones.

### 2.1 Instalaciones híbridas de generación de potencia

A partir de la crisis del petróleo de los 1970s la utilización de energías renovables (EERR) como la energía solar y la energía eólica ha ido incrementándose sensiblemente haciéndose más atractiva y rentable (Elhadidy, 2000). A medida que las ventajas de estas fuentes de energía se han ido conociendo ampliamente, los diseñadores han empezado a estudiar su integración (Figueiredo, 2008).

Existen diversas definiciones de Sistema Híbrido de Potencia (*Hybrid Power System*), SHP. Paska define un SHP como un conjunto pequeño de unidades cooperativas, que generan electricidad o electricidad y calor, con diferentes fuentes de energía (renovables y no renovables), teniendo lugar su coordinación mediante el empleo de sistemas avanzados de electrónica de potencia (Paska, 2009).

Por su parte, Nema et al. (Nema, 2009) afirman que el término Sistema Híbrido de Energía (*Hybrid Energy Systems*), SHE, describe un sistema de energía aislado, que combina fuentes de EERR y convencionales con baterías de ácido-plomo para almacenamiento químico, equipos de acondicionamiento de potencia y un controlador.

Según Bajpai y Dash (Bajpai, 2012) un Sistema Híbrido de Energías Renovables (*Hybrid Renewable Energy Systems*) se compone de una fuente de energía renovable y una

fuente convencional, o más de una renovable con o sin fuentes convencionales, que trabaja en modo aislado o conectado a la red de distribución.

Erdinc y Uzunoglu (Erdinc, 2012) denominan Sistema Híbrido de Energías Alternativas (*Hybrid Alternative Energy System*), SHEA, al resultante de la integración de fuentes alternativas de energía como la eólica y la solar con algún tipo de medio de almacenamiento energético. En el caso de que el hidrógeno constituya dicho almacenamiento energético, a través del uso conjunto de pila de combustible y electrolizador, estos autores lo denominan Sistema Renovable Regenerativo, SRR (*Renewable Regenerative System*) (Erdinc, 2011). Esta misma configuración es denominada por Safari et al. (Safari, 2012) Sistema Híbrido de Energía Verde (*Hybrid Green Power System*). Igualmente, Deshmukh y Boehm (Deshmukh, 2008) llaman a este tipo de instalaciones Sistemas de Generación de Hidrógeno Renovable, *Renewable Hydrogen Generation System*. De forma análoga, el concepto de Sistema de Energía Verde (*Green Energy System*) es definido por Ashourian et al. (Ashourian, 2013) como la utilización conjunta de EERR como energía solar, eólica, geotérmica y biomasa.

La definición considerada más representativa en este trabajo es la proporcionada por Zervas (Zervas, 2008) que aplica el término SHP a todos aquellos sistemas que combinan diferentes tecnologías energéticas (fuentes renovables, hidrógeno, etc.) para satisfacer la demanda eléctrica y térmica del consumidor. Estas fuentes de generación energética pueden ser renovables o no renovables, radicando el carácter híbrido de la instalación en la mencionada combinación de tales fuentes, no en su naturaleza. La configuración típica de un SHP incluye las unidades de generación a partir de EERR (eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica, biomasa, etc.), las unidades de generación convencional (grupo electrógeno, etc.), un sistema de almacenamiento de energía (de tipo mecánico, químico, electroquímico, etc.), un sistema de acondicionamiento de potencia (inversor, rectificador, regulador de carga, etc.) y un sistema de control de la instalación.

Numerosos investigadores (Gazey, 2006; Paul, 2008; Deshmukh, 2008; Gokcek, 2010; Garrigós, 2010; Pérez-Herranz, 2010; Ulleberg, 2010; Ursúa, 2012; Ziogou, 2013) emplean la denominación de Hidrógeno Renovable, *Renewable Hydrogen*, para referirse a aquél que ha sido generado a partir de fuentes de energía renovable.

En la Figura 2.1 se muestra el esquema general de una instalación híbrida aislada que combina diferentes fuentes de energía en torno a un bus de tensión continua, gobernada por un sistema de gestión y control.

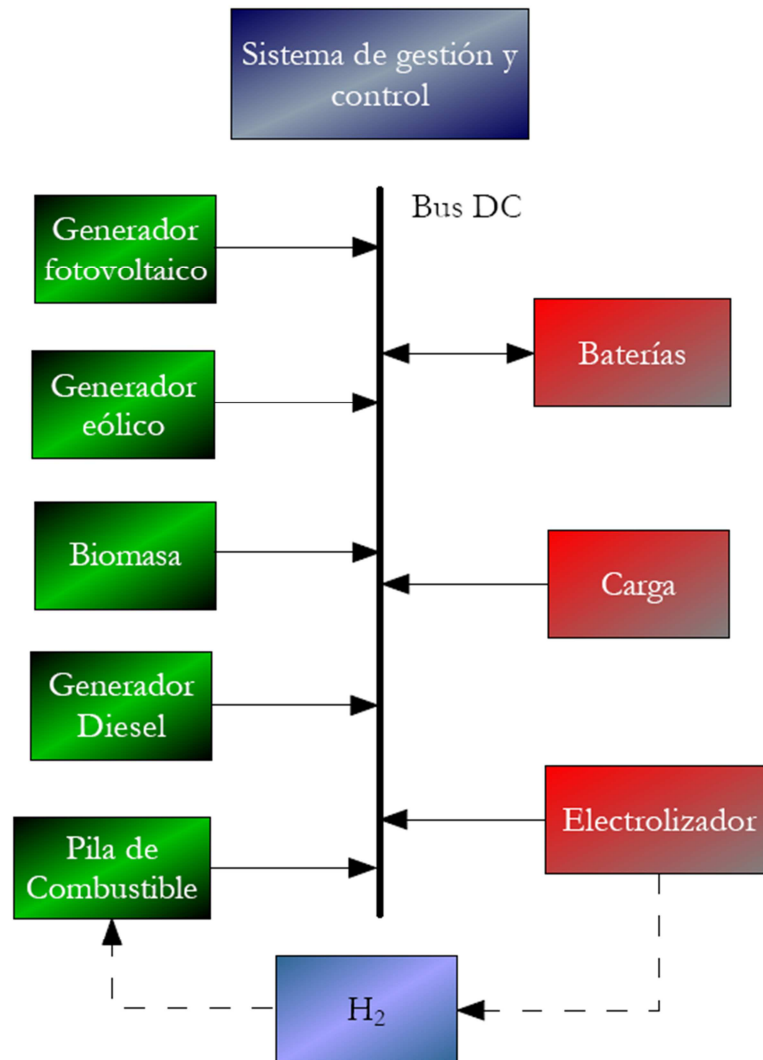


Figura 2.1. Esquema general de un sistema híbrido de generación de potencia.

Los SHP pueden encontrarse conectados a la red de distribución eléctrica o no conectados, alimentando receptores aislados. Las plantas conectadas a red permiten inyectar en ésta el exceso de potencia cuando se genera mayor energía de la requerida por las cargas y por los sistemas de almacenamiento. En el segundo caso, el principal objetivo del sistema híbrido es alimentar instalaciones remotas en las que no es viable la conexión a la red o los costes de ésta son demasiado elevados. Paska señala que las instalaciones

híbridas son una buena forma de incrementar la disponibilidad y flexibilidad de los sistemas de generación de potencia (Paska, 2009).

Este tipo de sistemas ofrece la ventaja de combinar dos o más tecnologías de generación de energía renovable para hacer un mejor uso de sus características de operación y obtener mayor eficiencia de la que podría lograrse con una única fuente. Los sistemas híbridos pueden abordar las limitaciones referidas a la disponibilidad de combustible, eficiencia, fiabilidad, emisiones contaminantes y costes (Bajpai, 2012).

En (Akorede, 2010) se describen ventajas medioambientales derivadas del empleo de la generación distribuida. Ésta es definida como cualquier fuente de energía eléctrica de capacidad limitada, directamente conectada a la red de distribución donde es consumida por el usuario final. Algunos ejemplos de estas fuentes son los motores de combustión, turbinas eólicas, energía solar, energía geotérmica, pilas de combustible, etc. Los beneficios asociados al uso de la generación distribuida son el aumento de la eficiencia energética, el incremento de la fiabilidad del suministro eléctrico, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero debidas a la producción de potencia, la disminución de daños a la salud de la población por contaminación y exposición a radiación electromagnética, y el descenso del espacio físico destinado a las plantas de generación.

Dada la fuerte dependencia de la localización y la época del año, y la naturaleza intermitente tanto de las EERR como de la demanda de potencia que deben satisfacer, uno de los desafíos afrontados en el desarrollo de estos sistemas es cómo optimizar su gestión energética y dimensionar apropiadamente sus componentes para lograr alta eficiencia energética, costes razonables, etc.

Ejemplos de instalaciones aisladas o remotas son viviendas, granjas, estaciones de radio, antenas de telefonía, etc., que pueden emplear una instalación autónoma eólico-solar para satisfacer sus necesidades de abastecimiento de energía eléctrica. Ejemplo del interés en el uso de aplicar HPS en áreas remotas es el trabajo de Kusakana y Vermaak (Kusakana, 2013) en que estudian la posibilidad de emplear sistemas eólico-solares para alimentar estaciones base de telefonía en países en desarrollo, concretamente en áreas rurales de la República Democrática del Congo. Bilal et al. (Bilal, 2010) presentan un método de dimensionamiento de sistemas eólico-solares con baterías para una región aislada, Potou, en Senegal. Silva et al. (Silva, 2010; Silva, 2013) simulan y evalúan un sistema fotovoltaico

con baterías y pila de combustible para satisfacer la demanda de una zona aislada de Brasil, Tocantins.

Feroldi et al. (Feroldi, 2013) proponen un SHP aislado que se basa en un generador eólico-fotovoltaico, una pila de combustible y un reformador de bioetanol. Parte de la energía procedente de las fuentes solar y eólica se utiliza para el proceso de reformado, generando el hidrógeno necesario para alimentar la pila de combustible, que será utilizada cuando no se satisfaga la demanda de la carga cuando dichas fuentes no resulten suficientes.

En el caso de pequeñas islas remotas, el suministro de potencia depende de grupos diesel, que llevan asociados problemas como la escasez del mismo, polución ambiental, coste del transporte del combustible, etc. La integración de fuentes renovables como sistemas fotovoltaicos y turbinas eólicas, junto con el almacenamiento mediante hidrógeno constituye una posible solución a esta problemática (Senjyu, 2007).

En estas instalaciones, la necesidad de asegurar el suministro eléctrico durante todo el año requiere sobredimensionar el generador eólico-solar para garantizar dicho suministro durante aquellos periodos de baja o nula radiación solar y ausencia de viento. El sobredimensionamiento del generador implica que, sobre todo, en los meses de elevada radiación solar se produzca un excedente de energía que no se aprovecha y que, por tanto, se pierde.

La capacidad de almacenamiento de energía es un factor clave en el incremento de la eficiencia de la conversión de las EERR. Tanto la energía solar como la eólica son recursos intermitentes y dependientes de las condiciones climatológicas y los sistemas basados en ellas muestran fuertes variaciones a corto plazo y estacionales en la potencia generada. Para SHP aislados, la instalación necesita tener una capacidad de almacenamiento suficiente para manejar las fluctuaciones de potencia de las fuentes energéticas involucradas. Por tanto, se necesitan sistemas de almacenamiento que puedan acumular la energía producida en periodos de baja demanda para ser utilizada cuando la demanda es elevada, asegurando una utilización completa de las fuentes intermitentes que se encuentran disponibles (Dell, 2001). El resultado sería una importante mejora en la fiabilidad del sistema, haciéndolo adecuado para aplicaciones remotas aisladas (Zhou, 2010; Shakya, 2005). Desde el punto de vista medioambiental, (Hall, 2008) afirma que el almacenamiento de la energía es fundamental para el desarrollo de las EERR, y también para el uso de éstas

en el sector del transporte, que resulta vital para la reducción del empleo de combustibles fósiles.

El hidrógeno, con su alta densidad gravimétrica de energía, puede ser almacenado durante largos periodos sin pérdidas de energía, haciéndolo especialmente apropiado para el almacenamiento de energía (Gómez, 2009). El hidrógeno es un vector energético atractivo ya que es uno de los combustibles más limpio, ligero y eficiente. Sin embargo, no se encuentra libre en la naturaleza, debe ser producido a partir de fuentes primarias de energía. Al igual que la electricidad, el hidrógeno debe ser producido y transformado, pero a diferencia de ésta, presenta una ventaja adicional, el hidrógeno sí puede ser almacenado sin transformarlo a otras formas de energía.

Las baterías no son apropiadas para almacenamiento durante largos periodos debido a su baja densidad de energía y a la auto-descarga. La combinación de un banco de baterías con almacenamiento a largo plazo mediante hidrógeno puede mejorar significativamente el rendimiento de sistemas de EERR aislados. Como afirman Zini y Tartarini (Zini, 2009), el almacenamiento de energía por medio de hidrógeno podría representar la solución capaz de garantizar periodos de acumulación prolongados, elevadas capacidades y suavizar la operación de los sistemas basados en EERR intermitentes y discontinuas.

Es más, Veziroğlu y Şahin (Veziroğlu, 2008) han analizado las ventajas del hidrógeno producido mediante EERR concluyendo que es el mejor sistema de energía para lograr un futuro sostenible y que debería reemplazar a los combustibles fósiles antes del final del siglo XXI.

Según Sadorsky (Sadorsky, 2011), se espera que la energía de origen renovable sea el componente de más rápido crecimiento de la demanda energética global durante las próximas décadas. Señala que las cuestiones de seguridad energética, el cambio climático, el agotamiento de los combustibles fósiles, las nuevas tecnologías y los consumidores medioambientalmente concienciados son poderosas fuerzas que conforman el sector de las EERR.

Nema et al. (Nema, 2009) señalan que las futuras mejoras en la tecnología de los generadores fotovoltaicos y eólicos conllevarán una reducción del coste de las fuentes renovables. Una óptima asignación de los recursos, basada en la demanda de la carga y en la predicción de los recursos renovables, promete reducir significativamente el coste

operativo de estos sistemas. Esto unido al incremento del coste de los recursos convencionales año tras año, hará que los sistemas híbridos resulten económicamente viables en el futuro. Además, los beneficios medioambientales facilitarán la utilización y aceptación de este tipo de sistemas globalmente.

Bajpai y Dash (Bajpai, 2012) apuntan a que en todo el mundo la política en materia energética se está desarrollando rápidamente con el objetivo de lograr un suministro eléctrico con bajas o incluso nulas emisiones contaminantes para reducir la producción de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático. Estos objetivos convergen en el uso de la generación distribuida, en la que los SHP pueden constituir una alternativa a sistemas conectados en lugares inaccesibles. La potencia puede ser generada según la demanda en cualquier sitio dependiendo de la disponibilidad de recursos. Esto no sólo reducirá la dependencia de la red, sino que además ayudará a reducir los niveles de emisiones contaminantes.

Nelson et al. (Nelson, 2006) evalúan económicamente un sistema aislado híbrido que combina energía eólica, solar e hidrógeno, y lo comparan con un sistema híbrido tradicional eólico-solar con baterías, mostrando los resultados una clara ventaja del último frente al primero. Sin embargo, resaltan, esta situación puede cambiar en el futuro al producirse avances tecnológicos en el ámbito de las pilas de combustible y los electrolizadores, pudiendo ser económicamente competitivo el almacenamiento mediante hidrógeno.

Kelly et al. (Kelly, 2010) describen diferentes proyectos sobre la producción de hidrógeno para abastecer vehículos híbridos mediante el uso de paneles fotovoltaicos conectados a un electrolizador. Proponen este tipo de sistema como una forma más eficiente de aprovechar la energía solar, con cero emisiones contaminantes, contribuyendo así a disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y los daños medioambientales asociados.

En (Bicakova, 2012) se describen distintos métodos para obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables (biomasa, pirolisis, electrolizadores, etc.), destacando el papel de éste como combustible en un futuro próximo. Los autores indican que en la actualidad aproximadamente el 4% del hidrógeno producido en el mundo se obtiene mediante la electrolisis del agua, afirmando que este método es prometedor para la generación de hidrógeno en el futuro.

En este sentido, Ursúa et al. (Ursúa, 2012) aseveran que la electrolisis del agua tiene el potencial de jugar un papel clave en un futuro modelo energético basado en dos vectores energéticos: electricidad e hidrógeno. Las fuentes de EERR, principalmente hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica, pueden acoplarse fácilmente con procesos de electrolisis del agua produciendo hidrógeno limpio y sostenible. Además, apuntan al papel de dicho hidrógeno como herramienta para facilitar la integración de las EERR tanto en sistemas aislados como conectados a la red.

Clarke et al. (Clarke, 2009) señalan que la producción distribuida de hidrógeno en los centros de demanda (hogares, estaciones de servicio, viviendas aisladas, etc.) puede, al menos, retrasar la implantación de una costosa infraestructura de transporte y distribución de hidrógeno y contribuir a la introducción temprana de la economía del hidrógeno. Destacan que la electrolisis del agua constituye una solución para tal producción distribuida de hidrógeno, siendo un proceso compatible con las tecnologías actuales y futuras de generación de potencia y con gran número de tecnologías renovables. Apuntan las principales ventajas que esta técnica presenta como son compatibilidad frente a otros métodos, producción in situ y bajo demanda de hidrógeno para el consumidor, modularidad de la tecnología para adaptarlo a requisitos de lugares concretos, infraestructura de distribución eléctrica previamente existente, y mayor madurez de la tecnología respecto a otras.

En el caso de las localizaciones remotas o aisladas, según Ulleberg et al. (Ulleberg, 2010) la principal motivación para aplicar la tecnología del hidrógeno es que el producido a partir de fuentes renovables localmente podrá competir con los combustibles fósiles tradicionales antes que en áreas más densamente pobladas.

Las instalaciones híbridas han atraído cada vez más la atención de científicos e investigadores de diferentes ámbitos dado su carácter multidisciplinar. El diseño, control y evaluación de este tipo de sistemas implican aspectos relativos a la termodinámica, a la química, al control, supervisión y automatización, a la electrónica y electricidad, y a la economía.

A lo largo de las últimas décadas muchos proyectos de investigación y desarrollo, I+D, se han centrado en el diseño y optimización de SHP, tanto para el caso de sistemas conectados a red como para aplicaciones aisladas (Deshmukh, 2008; Sovacool, 2008; Nema, 2009; Yilanci, 2009; Zini, 2009; Zhou, 2010; Bajpai, 2012; Luna, 2012).



De acuerdo con la bibliografía consultada, la mayoría de trabajos sobre SHP se basan principalmente en simulaciones, presentando resultados reales de funcionamiento un número limitado de ellos, como ponen de manifiesto Erdinc et al. (Erdinc, 2012b). A pesar de ellos, diversas instalaciones híbridas han sido diseñadas y construidas en países en todo el mundo como España (Chaparro, 2005; Calderón, 2010a; Calderón, 2010b), Inglaterra (Gazey, 2006; Little, 2007), Noruega (Ulleberg, 2004; Ulleberg, 2010), Alemania (Ghosh, 2003), Suiza (Hollmuller, 2000), Grecia (Ipsakis, 2008; Ipsakis, 2009; Ziogou, 2013), Italia (Stewart, 2009), Francia (Darras, 2010), Canadá (Agbossou, 2001; Agbossou, 2004; Khan, 2009), Estados Unidos (Hollenberg, 1995; Lehman, 1997; Shapiro, 2005; Maclay, 2011), China (Liu, 2010), Malasia (Sopian, 2009), Turquía (Yilanci, 2009; Eroglu, 2011; Erdinc, 2011; Erdinc, 2012).

Los proyectos de I+D sobre la tecnología del hidrógeno y su combinación con EERR son prueba del interés científico y gubernamental. En el Anexo 1 se describen brevemente varios proyectos, principalmente europeos y muchos de ellos vigentes, cuya temática es afín al trabajo desarrollado en el presente trabajo.

La presente Tesis se centra en un sistema híbrido para alimentar una instalación aislada de la red de distribución. Existe, sin embargo, un estrecho vínculo entre los SHP y las redes denominadas *Smart Grids* (SG) o *micro-grids*, esto es, redes inteligentes de generación energética distribuida. Los SHP aislados pueden considerarse un caso particular de estas redes. Así, un SHP puede integrarse en una SG, constituyendo una micro-red de generación distribuida con capacidad de autoabastecimiento.

Paska et al. (Paska, 2009) definen este tipo de redes como pequeños y balanceados subsistemas de potencia que conectan estaciones de generación distribuidas y consumidores ubicados en un área pequeña. Su principio de funcionamiento consiste en equilibrar la producción con el consumo. En el caso de SG aisladas, éstas han de ser siempre equilibradas. Vachirasricirikul et al. (Vachirasricirikul, 2012) señala que en las SG el balance de potencia generada y cargas es llevado a cabo por el sistema de monitorización y control. Según Andreotti et al. (Andreotti, 2011) las SG son complejas redes de potencia que utilizan comunicación bidireccional entre fuentes de energía distribuidas, clientes y un sistema central de control, con el objetivo de optimizar el suministro de potencia mientras se garantiza la eficiencia global del sistema.

Caciotta et al. (Caciotta, 2011) refieren el término *micro-grid* a entornos de electricidad autónoma que operan dentro de una instalación eléctrica mayor. Señalan que el concepto no es nuevo ya que desde hace años las plantas químicas, refinerías, instalaciones militares y otras instalaciones de gran tamaño han tenido la capacidad de generar y gestionar sus propias necesidades eléctricas mientras que, además, permanecen conectadas a la red para satisfacer demandas adicionales. Apuntan algunos beneficios de la introducción de *micro-grids* como son fiabilidad adicional, nuevos servicios y menores costes al cliente de la instalación. Estos beneficios derivan de la evaluación y aplicación de técnicas de optimización a una determinada área del sistema de distribución. Además, las *micro-grids*, señalan estos investigadores, son en gran medida autosuficientes.

Según Kilic y Gungor (Kilic, 2013), las SG configuran el sistema eléctrico del futuro. Estos autores definen una SG como una infraestructura de red de energía eléctrica moderna para mejorar la eficiencia, fiabilidad y seguridad, con integración de las fuentes de EERR y distribuidas, mediante controles automatizados y descentralizados, tecnologías modernas de comunicaciones y sensores.

En ambos tipos de situaciones, SHP y SG, se trata de maximizar el aprovechamiento de la energía disponible llevando a cabo un control y gestión de las fuentes generadoras que asegure la continuidad y calidad del suministro eléctrico y que optimice el uso de los recursos para ello empleados.

En (Basak, 2012) se afirma que la integración a gran escala de la generación distribuida y de las tecnologías de almacenamiento energético en la infraestructura eléctrica existente será finalmente posible y económicamente viable gracias a los avances en electrónica de potencia y técnicas de control. Por su parte, Lund et al. (Lund, 2012) plantean la necesidad de integrar las EERR en la red eléctrica mediante SG como uno más de los diferentes medios de alcanzar un desarrollo energético sostenible en Europa.

Autores como Orecchini et al. (Orecchini, 2011) señalan que las condiciones actuales del panorama energético y ambiental conducen a la diversificación de las fuentes energéticas, sin el predominio de una de ellas frente al resto, dando lugar a un *mix* energético adaptado a los recursos y necesidades locales. Así mismo, indican la necesidad de una gestión inteligente de un conjunto de fuentes y vectores energéticos, como electricidad, calor, hidrógeno, biocombustibles y combustibles fósiles, etc., superando el concepto de SG para dar paso a las Redes Inteligentes de Energía, *Intelligent Energy Networks*.

En España existen grupos de investigación y entidades que investigan procesos que guardan relación con el trabajo realizado. Así en la Universidad de Sevilla el grupo del profesor Eduardo Fernández Camacho investiga sobre el control y la optimización de sistemas híbridos de EERR. El grupo de investigación del Prof. Diego Cazorla Amorós, en la Universidad de Alicante, estudia el almacenamiento de hidrógeno en materiales carbonosos. El grupo de investigación de María José Montes de la UNED investiga procesos fotoquímicos, termoquímicos y electroquímicos de producción de hidrógeno a partir de agua. El grupo de investigación de la Dra. Loreto Daza del CIEMAT y CSIC de Madrid estudia la producción de hidrógeno con energía solar. Investigadores de la Universidad de Zaragoza (Profs. Dufo y Bernal) y Castilla La Mancha (Prof. Contreras) investigan la producción de hidrógeno a partir de sistemas híbridos energía solar/eólica/hidráulica. El grupo de investigación que dirige Graciano Martínez Fuentes del INTA de Madrid estudia el sistema energía solar/electrolizador/almacenamiento/pila de combustible. En la Universidad de Burgos (Prof. Rodríguez Cano) se estudia el uso de las EERR (eólico/solar) para la refrigeración autónoma de edificios y la generación, almacenamiento y consumo de hidrógeno. El grupo del Prof. Francisco Jurado Melguizo de la Universidad de Jaén trabaja sobre pilas de combustible y generación distribuida. El grupo Prof. Pablo Sanchis Gúrpide de la Universidad Pública de Navarra desarrolla trabajos sobre producción de hidrógeno y EERR. El grupo del Prof. José Manuel Andújar Márquez de la Universidad de Huelva trabaja en el diseño, monitorización y control de sistemas de EERR combinados con hidrógeno. En investigación sobre electrónica de potencia aplicada en sistemas de EERR e hidrógeno trabajan los grupos de los Profs. Ausías Garrigós Sirvent de la Universidad Miguel Hernández de Elche, y Rafael García Valverde de la Universidad Politécnica de Cartagena, entre otros.

Dentro del marco internacional pueden citarse los grupos siguientes. El Prof. Veziroglu del Clean Energy Research Institute en la Universidad de Miami enfoca su investigación en la energía del hidrógeno y en los problemas medioambientales y económicos relacionados con la llamada Economía del Hidrógeno. La Profra. Shaw del Institute for Energy of EU en Holanda que incluye áreas de investigación sobre el hidrógeno y las pilas de combustible además de EERR incluyendo la solar, fotovoltaica y biomasa. El Prof. Barbir del Florida Solar Energy Center dedicado a la Investigación y Desarrollo del hidrógeno que es hoy uno de los centros de investigación más importante de hidrógeno en el mundo. Matthew Little del Centre for Renewable Energy Systems Technology en la Universidad de Loughborough en Reino Unido, que investiga sobre la

integración y control de sistemas híbridos aislados incluyendo fuentes renovables como eólica, fotovoltaica junto con pilas de combustible y electrolizadores. Oystein Ulleberg del Institute for Energy Technology de Noruega que investiga sobre el control e implementación real de instalaciones híbridas con apoyo de hidrógeno para aplicaciones aisladas. Dimitris Ipsakis del Chemical Process Engineering Research Institute de Grecia investiga sobre estrategias de automatización de sistemas de EERR e hidrógeno. El Prof. João Figueiredo de la Universidad de Évora en Portugal trabaja sobre el control y supervisión distribuido para gestionar una instalación aislada que incluye generadores eólicos, fotovoltaicos y biomásicos. Yang Hongxing de la Universidad Politécnica de Hong Kong trabaja en el diseño y dimensionamiento de instalaciones híbridas eólico-solares. Existen también otros grupos de trabajo de instalaciones híbridas e hidrógeno en países como Alemania, Francia, Canadá, China, Turquía, Egipto, Irán y Malasia.

## **2.2 Análisis exerético del banco de ensayo**

Para evaluar la eficiencia de un sistema híbrido de generación energética con apoyo de hidrógeno es frecuente utilizar conceptos relacionados con el Primer Principio de la Termodinámica, como por ejemplo el rendimiento energético de cada uno de los componentes del sistema (Kaldellis, 2004; Beccali, 2008; Zhou, 2008b; Al-Sulaiman, 2009; Campanari, 2009; Calderón, 2010c; Thounthong, 2011). Esta situación da lugar a incoherencias cuando participan en el proceso distintos tipos de energía tales como trabajo, energía eléctrica y calor (Zhang, 2010), de cuya calidad no da ninguna información el Primer Principio (Lior, 2007; Winter, 2007). En consecuencia, como los criterios de evaluación energética basados en el primer principio no tienen en cuenta la calidad de la energía, es necesario utilizar otro tipo de parámetros que se basen en los postulados del Segundo Principio de la Termodinámica y, más concretamente, en la utilización del análisis exerético para la evaluación energética del sistema híbrido construido.

El análisis exerético es una técnica que usa los principios de conservación de la masa y de la energía junto con la segunda ley de la Termodinámica para el análisis, diseño y mejora de sistemas energéticos y otros sistemas análogos (Dincer, 2005).

La exerjía se define como la máxima cantidad de trabajo que puede producir un sistema o un flujo de materia o energía hasta que alcanza el equilibrio con el medio. Es una medida del potencial del sistema o flujo para causar cambios como consecuencia de no estar completamente en equilibrio estable con un entorno de referencia. A diferencia de la

energía, la exergía no está sujeta a una ley conservativa, excepto para procesos ideales o reversibles. Mejor dicho, la exergía es consumida o destruida debido a las irreversibilidades presentes en todo proceso real. El consumo de exergía durante un proceso es proporcional a la entropía creada debido a las irreversibilidades asociadas a dicho proceso.

El análisis exergético es útil para mejorar la eficiencia en el uso de un recurso energético ya que localiza y cuantifica los distintos tipos y magnitudes de las pérdidas. En general, el análisis exergético proporciona medidas del rendimiento de los procesos con más significado que el análisis energético, dado que el rendimiento exergético es una medida del grado de acercamiento del proceso real al ideal. Por lo tanto, el análisis exergético identifica con precisión el margen disponible para diseñar sistemas energéticos más eficientes al reducir las ineficiencias detectadas.

Muchos ingenieros y científicos sugieren que el rendimiento termodinámico se evalúa mejor mediante el análisis exergético porque aporta mayor conocimiento y es más útil para decidir sobre el enfoque de los esfuerzos para la mejora del rendimiento que el análisis energético.

Según la literatura consultada, el análisis exergético apenas ha sido utilizado en el estudio de SHP, frente al análisis energético que ha sido aplicado de forma habitual. Algunos ejemplos son los trabajos de Santarelli y Macagno (Santarelli, 2004), Yilanci et al. (Yilanci, 2009), Joshi et al. (Joshi, 2010), Hacetoglu et al. (Hacetoglu, 2011), Koroneos y Katapodi (Koroneos, 2003), Caliskan et al. (Caliskan, 2012).

En el análisis exergético, las características de un ambiente de referencia han de ser especificadas, normalmente su temperatura, presión y composición química. Los resultados del análisis son entonces relativos a ese entorno de referencia, que en la mayoría de aplicaciones es modelado según el entorno local real.

La exergía de un sistema es cero cuando se encuentra en equilibrio con el ambiente de referencia, esta situación se conoce como estado “muerto” en que el sistema está en estado de equilibrio mecánico, térmico y químico con sus alrededores. Además, se considera que el sistema se encuentra en reposo y a una altura cero respecto del medio. Bajo estas condiciones, no hay posibilidad de cambios espontáneos dentro del sistema o del entorno, ni de interacción alguna entre ellos. La exergía es cero (Hepbasli, 2008).

Para evaluar la calidad de un sistema energético que experimenta un proceso cualquiera utilizando el análisis exergético, se define su rendimiento exergético según la siguiente expresión:

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{W_u}{W_{u\text{max}}} = \frac{P_u}{P_{u\text{max}}} \quad (2.1)$$

donde  $W_u$  y  $P_u$  representan el trabajo y la potencia útil obtenida del sistema, respectivamente, y  $W_{u\text{max}}$  y  $P_{u\text{max}}$  son el máximo trabajo y la máxima potencia que pueden ser obtenidos del sistema en un proceso reversible. Estos valores máximos vienen dados por la disminución en la exergía del sistema a lo largo del proceso. Esto es, para cualquier proceso dado:

$$W_{u\text{max}} = EX_1 - EX_2 \quad (2.2)$$

$$P_{u\text{max}} = \dot{EX}_1 - \dot{EX}_2$$

siendo  $EX_1$  y  $EX_2$  las exergías de entrada y de salida del sistema, y  $\dot{EX}_1$  and  $\dot{EX}_2$  las mismas magnitudes expresadas por unidad de tiempo. A partir de las expresiones anteriores se obtiene la pérdida de exergía,  $EX_{\text{loss}}$ , que se produce en un determinado proceso como consecuencia de las irreversibilidades y que, obviamente, vendrá dada por la siguiente expresión:

$$EX_{\text{loss}} = W_{u\text{max}} - W_u = EX_1 - EX_2 - W_u \quad (2.3)$$

O por unidad de tiempo:

$$\dot{EX}_{\text{loss}} = P_{u\text{max}} - P_u = \dot{EX}_1 - \dot{EX}_2 - P_u \quad (2.4)$$

En función de la pérdida de exergía se puede expresar, de nuevo, el rendimiento exergético por la siguiente expresión:

$$\eta_{\text{ex}} = 1 - \frac{EX_{\text{loss}}}{EX_1 - EX_2} \quad (2.5)$$

A diferencia del rendimiento energético que sólo da información cuantitativa del sistema, el rendimiento exergético nos informa, además, de la calidad del mismo ya que de las expresiones anteriores se deduce que su valor es tanto más próximo a uno cuanto más reversible es el proceso.

El cálculo del rendimiento exergético de un sistema requiere conocer las variables del mismo y del medio circundante. En el caso de la presente Tesis, estas variables son medidas y adquiridas con un periodo de muestreo de 1 minuto por los sensores correspondientes, conectados al sistema de control y supervisión del banco de ensayo. Esta manera de disponer de la información de entrada distingue el presente trabajo de otros estudios en la literatura que consideran las variables ambientales como valores constantes (Rosen, 1992; Rosen, 1995; Kazim, 2004; Ni, 2007; Ozgener, 2007; Ni, 2009; Joshi, 2010; Hacatoglu, 2011). El procedimiento para calcular el rendimiento exergético de los diferentes componentes de un sistema híbrido, también empleado por otros investigadores, (Nayak, 2008; Obara, 2008; Chow, 2009, es particularmente innovador ya que proporciona mayor precisión de este parámetro energético.

### **2.3. Determinación del estado de carga de la batería en un sistema híbrido**

El almacenamiento y el transporte se encuentran entre los problemas que han de resolverse al utilizar EERR ya que son formas de energía discontinua y de gran variabilidad, de manera que su suministro puede ser extremadamente intermitente y poco fiable (Zhou, 2010). Por tanto, se necesitan sistemas de almacenamiento que puedan acumular la energía producida en periodos de baja demanda para ser empleada cuando la demanda sea alta, asegurando la utilización completa de las fuentes intermitentes que están disponibles.

Koohi-Kamali et al. (Koohi-Kamali, 2013) resaltan el importante rol que juegan los sistemas de almacenamiento de energía en el creciente grado de penetración de las EERR ya que contribuyen a mitigar las variaciones de tensión, regular la frecuencia y mejorar la calidad y fiabilidad de la potencia.

Las baterías constituyen actualmente la principal solución para las necesidades de almacenamiento energético en una amplia variedad de aplicaciones autónomas, desde vehículos y dispositivos portátiles hasta sistemas de EERR aislados, incluyendo muchos usos industriales principalmente relacionados con garantizar el suministro energético en caso de fallos de la red (sistemas de alimentación ininterrumpida o telecomunicaciones) (Soria, 2005).

Las baterías no son apropiadas para el almacenamiento durante largos periodos debido a su baja densidad de energía y a la auto-descarga. La combinación de un banco de baterías con almacenamiento a largo plazo mediante hidrógeno puede mejorar

significativamente el rendimiento de sistemas de EERR no conectados a la red de distribución.

Sin embargo, a pesar de la utilización del hidrógeno para acumular energía a largo plazo, las baterías son indispensables para lograr un funcionamiento adecuado del sistema, teniendo un papel de vital importancia en la estrategia de control del mismo. De hecho, en instalaciones híbridas que cuenten con bus DC, la batería o baterías utilizadas constituyen dicho bus, actuando como la columna vertebral del sistema pues se conectan a ella la mayoría de elementos implicados.

La batería suaviza los flujos de energía eléctrica entre los componentes y proporciona electricidad para el funcionamiento de la unidad de control y dispositivos auxiliares (Hwang, 2008; Zhou, 2008b). De forma análoga, según Zhou et al. (Zhou, 2010) las baterías son necesarias para nivelar las irregularidades en la potencia entregada por las fuentes renovables dada su naturaleza intermitente y no fiable. La respuesta dinámica del acumulador electroquímico es mucho más rápida que la del electrolizador y que la de la pila de combustible y, por tanto, puede cubrir satisfactoriamente las fluctuaciones de energía causadas por la naturaleza estocástica de las EERR (Bergen, 2009).

Similar argumento presentan Zhan et al. (Zhan, 2012) al resaltar la limitada respuesta ante demandas instantáneas de potencia por requerir las pilas de combustible un tiempo de arranque largo (habitualmente varios segundos o incluso minutos), en contraposición a la rápida respuesta de las baterías. Por ello, señalan que la combinación de pilas de combustible con baterías o supercondensadores de pequeña capacidad configuran una fuente de potencia híbrida que aprovecha las ventajas de ambos dispositivos.

El aporte de energía por parte de las baterías, además, contribuye significativamente a reducir la degradación del stack de la pila de combustible y del electrolizador como consecuencia de ciclos frecuentes de arrancada/parada según se desprende de varios trabajos (Ulleberg, 2004; Little, 2007; Ipsakis, 2008; Ipsakis, 2009; Bajpai, 2012; Erdinc, 2012).

Por su parte Darras et al. (Darras, 2010) señalan que en el régimen normal de funcionamiento las baterías se emplean para mantener el voltaje del bus de continua, para asegurar los arranques y paradas en condiciones correctas y, finalmente, para suavizar el flujo de potencia de los subsistemas electrolizador y pila de combustible.



En la práctica, generalmente han sido empleados dos tipos diferentes de tecnologías de baterías de electrolito inmóvil. El primero es el de baterías de plomo-ácido reguladas por válvula, “*Valve Regulated Lead Acid*” (VRLA), con separador de fibra de vidrio absorbente, “*Absorptive Glass Mat*” (AGM), y electrolito seco (Peters, 1996; Moseley, 2000; Papazov, 2003; Bergen, 2009). El otro tipo es también VRLA pero con electrolito gelificado (Lambert, 2002; Guo, 2006). Tang et al. (Tang, 2007) enumeran las ventajas de las baterías VRLA de gel en comparación con las baterías de electrolito líquido tradicionales o las baterías AGM: (i) tienen una vida útil larga y alta fiabilidad bajo ciclos de descarga profunda; (ii) no hay estratificación del ácido y pueden ser colocadas con cualquier orientación; (iii) no hay fugas de vapor de ácido, la estabilidad de la carga es buena, y la operación está libre de mantenimiento. El electrolito gelificado más comúnmente usado consiste en sílice pirógena, aunque los electrolitos coloidales gelificados de sílice, “*Colloidal Silica Gelled Electrolytes*” (CSGE), están recibiendo una creciente atención a causa de su buena estabilidad y bajo coste.

La velocidad de corrosión de la rejilla positiva es menor con electrolito gelificado que con la tecnología AGM, y la evolución del sobrepotencial de hidrógeno de la placa negativa también es mayor. Por estos motivos, las baterías VRLA tienen un rendimiento considerablemente aceptable (Guo, 2006).

El mayor coste de las baterías VRLA frente a las de electrolito líquido ha restringido su uso en instalaciones como automoción o sistemas fotovoltaicos, a pesar de su excelente rendimiento, que ha sido comprobado durante décadas, en aplicaciones de ciclos profundos (Hernández, 2006).

Como se ha comentado anteriormente, en sistemas híbridos con apoyo de hidrógeno, un banco de baterías se usa para almacenar energía a corto plazo debido a su alta eficiencia de carga-descarga y también por su capacidad para hacer frente a los efectos causados por variaciones instantáneas de carga, transitorios del electrolizador y pila de combustible, y picos de energía eólica y/o fotovoltaica. En este tipo de aplicación se requiere un completo análisis de las características de carga y descarga de la batería para dimensionar dicho banco.

Generalmente dos propiedades de la batería se relacionan con el rendimiento de la instalación híbrida: el estado de carga, State Of Charge (SOC), y la tensión de circuito abierto, Open Circuit Voltage (Voc) (Yang, 2007).

El estado de carga, SOC, de una batería o acumulador electroquímico es la fracción de la capacidad actual en cualquier instante dado en relación a su capacidad nominal (Ipsakis, 2009):

$$\text{SOC} = \frac{C}{C_{\text{nom}}} \quad (2.6)$$

donde  $C$  es la capacidad actual (disponible) de la batería y  $C_{\text{nom}}$  es su capacidad nominal. Dicho de otro modo, el SOC mide el nivel de carga disponible de la batería con respecto a su valor nominal. Se representa habitualmente como porcentaje.

Como se ha expresado más arriba, el bus DC se materializa en la batería empleada, por lo que la tensión de dicho bus DC es la tensión de la batería. Este parámetro es relevante en el funcionamiento del sistema pero no es ilustrativo de la energía disponible en la batería, esto es, del SOC. El voltaje de la batería depende de la corriente que es extraída o suministrada, del rizado introducido por el electrolizador y la pila de combustible, de variaciones en la carga, y de la naturaleza intermitente de las fuentes renovables. Como indica Agbossou (Agbossou, 2004), la tensión del bus DC por sí sola no puede considerarse una variable apropiada con la que controlar la operación de una planta de EERR. En este sentido, Chen et al. (Chen, 2013) señalan la no linealidad entre la tensión y el SOC de la batería, de tipo litio-ión en su instalación, al considerar dicho SOC como principal parámetro de gobierno en el diseño de un controlador borroso utilizado para gestionar un sistema híbrido eólico-solar con pila de combustible.

Para SHP numerosos autores han aplicado estrategias de control basadas en el SOC de la batería para manejar los flujos de energía y gobernar la operación del electrolizador y de la pila de combustible (Ulleberg, 2004; Kélouwani, 2005; Bilodeau, 2006; Dufo, 2007; Little, 2007; Ipsakis, 2008; Ipsakis, 2009; Sopian, 2009; Giannakoudis, 2010; Ziogou, 2011; Kyriakarakos, 2012; Kyriakarakos, 2012b; Zhang, 2012; Safari, 2013; Zhang, 2013; Ziogou13).

El fundamento de la mayoría de estrategias de gestión de potencia, *Power Management Strategies* (PMS), consiste en que por encima de un umbral máximo para el SOC de la batería, el electrolizador debe operar utilizando la energía proporcionada por las unidades de EERR con la participación ocasional del acumulador electroquímico. Por debajo de un umbral mínimo del SOC, el funcionamiento de la pila de combustible satisface la demanda de la carga (Ipsakis, 2008; Giannakoudis, 2010; Zhang, 2013; Ziogou, 2013). La PMS desarrollada en (Giannakoudis, 2010) emplea los parámetros identificados

en (Ipsakis, 2008; Ipsakis, 2009) incluyendo el SOC de las baterías, la disponibilidad de hidrógeno del tanque de almacenamiento (nivel de hidrógeno), y la banda de histéresis para los límites de operación del electrolizador y la pila de combustible.

En (Vasallo, 2011) se presenta un algoritmo para gestionar el reparto de potencia de un sistema integrado de EERR e hidrógeno. El autor expresa que la medición del estado de carga de la batería constituye una mejora necesaria para aplicar la estrategia desarrollada en tiempo real.

Erdinc y Uzunoglu (Erdinc, 2012) señalan la importancia de la degradación de la potencia entregada por las fuentes renovables causada por el envejecimiento de los elementos generadores en SHP. Con respecto a la batería, resaltan la importancia de la función del sistema de control de mantener el SOC dentro de unos límites para que tenga una operación segura durante el tiempo de vida de la misma.

Diferentes investigadores destacan que las descargas muy profundas y sobrecargas excesivas pueden provocar daños en la estructura interna de la batería limitando de forma prematura su vida útil y causando, además, interrupciones no deseadas en el sistema. Por ello, la estimación del estado de carga es uno de los aspectos a resolver más importantes en aplicaciones con baterías (Ng, 2009; Leadbetter, 2012).

Dada la importancia de conocer el SOC de una batería, la cuestión que surge es cómo medirlo o, en su caso, determinarlo con suficiente precisión. En los últimos años, se han desarrollado muchos trabajos dirigidos a mejorar la determinación del SOC de los diferentes tipos de baterías (Vinod, 1994; Salkind, 1999; Hill, 2006; Vasebi, 2008; Ng, 2009; Yanqing, 2010; Rahmoun, 2012; Andre, 2013). La investigación sobre baterías de ácido-plomo se lleva realizando desde hace unos 140 años según afirman Rabiee et al. (Rabiee, 2013). El caso concreto de la estimación del SOC de baterías de este tipo ha sido objeto de estudio desde hace más de 20 años, a pesar de lo cual sigue siendo un área de activa investigación, como señalan autores como Zhang y Xia (Zhang, 2011) y Leadbetter y Swan (Leadbetter, 2012). En ambos trabajos se enumeran diferentes técnicas como el contaje de Ah por integración de la corriente; métodos basados en la tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ) y en la fuerza electromotriz (EMF); redes neuronales a partir de gran cantidad de datos; filtros de Kalman basados en el modelo de espacio de estados; y otros métodos basados en procesos de análisis químico.

Por su parte, Piller et al. (Piller, 2001) presentan una amplia variedad de métodos para la determinación del SOC como técnicas de tipo químico, medida de tensión de

circuito abierto, modelado electroquímico, espectroscopía de impedancia, y modelos de circuitos. Estos métodos, señala Yanqing (Yanqing, 2010), se basan generalmente en modelos específicos del sistema que difieren de un tipo de batería a otro, y son usados únicamente para testeado offline.

Zhang y Xia (Zhang, 2011) concluyen que la técnica más adecuada para la mayoría de sistemas es el conteo de Ah debido a que es el método más directo y transparente, y puede ser fácilmente implementado con resultados suficientemente precisos para aplicaciones de corto plazo, especialmente si se utiliza en el rango de SOC bajo a medio.

Por su parte, y de forma similar, Leadbetter y Swan (Leadbetter, 2012) consideran que la mayoría de los métodos enumerados exigen un procesamiento significativo, una programación compleja y el conocimiento previo de determinadas constantes físicas para una batería dada. Esto da lugar, indican, a que la implementación de una técnica para la estimación precisa del SOC sea un procedimiento individualizado para cada batería.

La medida de la tensión en circuito abierto,  $V_{oc}$ , es un indicador preciso del SOC, sin embargo, al igual que mediciones de gravedad específica, requiere un largo periodo de estabilización. Por esta razón, no puede proporcionar la indicación online del SOC que se necesita en aplicaciones como en el caso de alimentación para telecomunicaciones (Çadirci, 2004).

El método de conteo de Ah o de integración de corriente consiste en estimar la energía remanente de la batería mediante la suma acumulada de la carga transferida hacia o desde la batería, es decir, mediante la integración de las corrientes de carga y descarga a lo largo de los periodos de funcionamiento (Ng, 2009). Por tanto, una estimación precisa del SOC requiere medir el tiempo de carga y descarga, la corriente de la batería y el SOC en el estado inicial (Zhou, 2008). Consecuentemente, la exactitud del método depende primeramente de la precisión de la medida de corriente de la batería y de la estimación del SOC inicial (Ng, 2009).

Este método presenta algunas limitaciones cuando se aplica durante largos periodos de tiempo y para ciclos de carga incompletos, ya que la acumulación del error puede dar lugar a desviaciones del valor del SOC (Barca, 2008).

Según Piller (Piller, 2001), dos complicaciones principales aparecen con este método. La primera está relacionada con el error final considerable derivado de la medida

incorrecta de la corriente de la batería. La segunda se refiere al hecho de que no toda la corriente suministrada a la batería se consume en recargarla, por lo que hay que tener en cuenta las correspondientes pérdidas. Los ciclos de carga-descarga producen pérdidas inevitablemente que, junto con la pérdida por autodescarga, lleva a errores en la estimación final. Por ello, se deberían recalibrar los instrumentos de medida para obtener una estimación del SOC más precisa; además, sería necesario considerar la reducción de capacidad disponible de la batería (Ng, 2009; Fairweather, 2011).

En la presente Tesis se estudia un método para estimar el SOC de una batería de ácido-plomo de tipo gel, por lo que se hace necesario destacar que en la literatura científica son escasos los trabajos sobre la determinación del SOC para esta clase de baterías y aún más escasos sobre su utilización en instalaciones híbridas de EERR e hidrógeno. Durr et al. (Durr, 2006) desarrolla un modelo matemático a partir de la relación entre el SOC y la Voc de baterías de ácido-plomo de gel para su aplicación junto con una pila de combustible. Guo et al. (Guo, 2006) investiga sobre la auto-descarga de baterías VRLA de gel estudiando los efectos en los electrodos y el electrolito para un periodo de 3 años. Eroglu et al. (Eroglu, 2011) emplean baterías de gel en un sistema eólico-solar con pila de combustible aplicado a una casa tipo caravana. Aunque el SOC es utilizado como variable de decisión en el algoritmo de control, no especifican el método por el que lo estiman. Dursun y Kilic (Dursun, 2012) comparan mediante simulación 3 estrategias de control basadas en el estado de carga de un conjunto de baterías de gel para un sistema híbrido fotovoltaico-eólico-electrolizador-pila de combustible.

En otros trabajos sobre SHP, la determinación del SOC se realiza empleando ordenadores (Çadirci, 2004; Zhou, 2008; Ng, 2009; Eroglu, 2011; Ziogou, 2011, Dursun, 2012; Kyriakarakos, 2012; Safari, 2013). Sin embargo, en la presente Tesis el cálculo del valor estimado del SOC se lleva a cabo en el PLC que controla y monitoriza el sistema híbrido integrado eólico-solar-hidrógeno. Esta implementación resulta particularmente innovadora y dota al sistema de robustez, fiabilidad y confiabilidad.

#### **2.4. Control de sistemas híbridos de potencia**

El control y supervisión de la distribución de la energía constituye uno de los principales problemas a resolver en los SHP. En el caso de aplicaciones remotas o aisladas de la red de distribución de energía eléctrica, la función esencial del controlador es garantizar la continuidad del suministro a los receptores.

La relevancia de la gestión energética de los SHP ha sido destacada por diferentes investigadores a lo largo de los últimos años. Así, Nema et al. (Nema, 2009) exponen que uno de los objetivos del sistema de control y gestión del sistema es minimizar el consumo de combustible al maximizar la potencia procedente de las fuentes renovables. Sin embargo, las fluctuaciones de potencia debidas a la variabilidad de las fuentes renovables causan perturbaciones que pueden afectar a la calidad de la potencia suministrada a la carga. Por ello, afirman, para gestionar el flujo de energía de forma eficiente con buena calidad de potencia, es necesario desarrollar una técnica avanzada de control. La tarea del controlador es gobernar las interacciones entre los diversos componentes y el flujo energético dentro del sistema para proporcionar una fuente de energía estable y fiable. Además, señalan los autores, el rendimiento del sistema se incrementará al mejorar la gestión energética mediante técnicas de control avanzado.

Según Ulleberg (Ulleberg, 2004) al abordar el diseño de un sistema híbrido, además del dimensionamiento de los componentes, debe desarrollarse el algoritmo de control adecuado. Afirma que obtener una buena estrategia de control es esencial ya que el rendimiento del sistema puede verse significativamente afectado por cambios relativamente pequeños realizados en dicha estrategia.

De forma análoga, Abedi et al. (Abedi, 2012) afirman que la estrategia de gestión energética de un sistema híbrido aislado es tan importante que su operación, fiabilidad, coste y tiempo de vida se ven influidos incluso con alteraciones menores en dicha estrategia. Valenciaga y Puleston (Valenciaga, 2005) indican que el rendimiento de un SHP depende significativamente en la existencia de un control supervisor diseñado a medida capaz de gestionar eficientemente las diferentes fuentes de energía involucradas. Ziogou et al. (Ziogou, 2013) señalan que el desarrollo de la gestión de la energía en los sistemas híbridos integrados es de vital importancia para un adecuado rendimiento.

Por su parte, Kaviani et al. (Kaviani, 2009) aseguran que debido a la naturaleza intermitente de la velocidad del viento y de la radiación solar, el mayor desafío en este tipo de sistemas es el suministro fiable de potencia bajo condiciones climatológicas cambiantes teniendo en consideración los costes operativos y económicos de los componentes. Bizon (Bizon, 2011) asevera que uno de los desafíos del control de potencia de los sistemas híbridos es mejorar el rendimiento de todas las tecnologías que trabajan conjuntamente y minimizar el consumo de combustible, a la vez que se reduce la degradación del stack de la pila de combustible.

Ipsakis et al. (Ipsakis, 2008) argumentan que la experiencia acumulada por la operación de los diferentes SHP existentes en el mundo constituye un valioso recurso para la elección de una estrategia de control y gestión adecuada en un sistema de similares características. Indican que la principal conclusión para el caso de plantas aisladas es que la estrategia de control y gestión de potencia afecta significativamente al tiempo de vida de diversos subsistemas, en particular a los acumuladores electroquímicos, al electrolizador y a la pila de combustible.

Numerosos autores resaltan que contar con un sistema de monitorización y control flexible, con capacidad para modificar los parámetros de funcionamiento y aplicar los cambios en el algoritmo en tiempo real al sistema, constituye una característica de vital utilidad cuando se investigan y prueban diferentes algoritmos de control para SHP. Así, en (Argumosa, 2010) se recopila y analiza información sobre proyectos de sistemas híbridos de potencia basados en hidrógeno y fuentes renovables en diferentes países. Entre las conclusiones y recomendaciones extraídas se destaca el papel que pueden jugar los sistemas híbridos analizados en dicho trabajo como bancos de ensayo para probar algoritmos de control. También indican los autores que el sistema de control es crítico para una operación óptima, ya sea basada en características económicas o en criterios de rendimiento, y se recomienda trabajar en tal área. Así mismo, señalan que el diseño de los electrolizadores ha de ser adaptado para funcionar con fuentes intermitentes o fluctuantes, como el viento o la energía fotovoltaica.

Ziogou et al. (Ziogou, 2011) analizan y evalúan el sistema de control y la arquitectura de automatización desarrollada en un sistema híbrido fotovoltaico-eólico-diesel-baterías-hidrógeno aislado situado en Grecia. Afirman estos investigadores que el diseño de una arquitectura de control flexible es un factor clave para lograr interoperabilidad, extensibilidad y operación autónoma de un sistema de potencia aislado.

Talpone et al. (Talpone, 12) describen el diseño de un sistema híbrido constituido por una pila de combustible, una fuente electrónica programable (simula fuentes renovables), una carga electrónica, supercondensadores para almacenamiento de energía eléctrica, y supervisión mediante un PC. Los autores destacan el papel del sistema desarrollado como plataforma versátil para diseñar y probar algoritmos de control de tiempo real.

Bracco et al. (Bracco, 2013) remarcan que los proyectos de demostración y de instalaciones experimentales son muy útiles para derivar nuevos métodos y herramientas

para la gestión de sistemas híbridos de energía. Destacan que proyectos de este tipo permiten estudiar, analizar y validar de forma efectiva aspectos como la combinación de tecnologías para la producción energética sostenible, las arquitecturas de comunicación y control centralizado y descentralizado, la optimización del sistema completo, y la monitorización, fiabilidad y robustez de diferentes condiciones operativas.

Por los motivos expuestos, la estrategia de control y el sistema para su implementación juegan un papel fundamental en el rendimiento del SHP y en la calidad, estabilidad y fiabilidad del suministro de potencia a la instalación receptora.

Nema et al. (Nema, 2009) afirman que según la bibliografía consultada, durante las últimas décadas los SHP han aumentado rápidamente y su tecnología ha demostrado su competitividad en aplicaciones remotas. Señalan que aproximadamente el 90 % de los estudios publicados versan sobre aspectos económicos o de diseño de sistemas híbridos. Los trabajos sobre control son, por tanto, escasos, si bien existe un creciente interés por los sistemas y estrategias de control de instalaciones híbridas.

En este sentido, Ziogou et al. (Ziogou11) apuntan a la limitada atención que en la literatura científica ha recibido la operación en tiempo real de sistemas híbridos aislados gestionados por una infraestructura de automatización. Indican, además, que la mayoría de estudios se centran en la descripción de los subsistemas individuales con sus dispositivos electrónicos, mientras que otros se centran en describir los sistemas aislados como un conjunto, sin abordar detalles ni características relativos a la integración de los elementos, a los equipos auxiliares (inversores, convertidores, etc.) y a la operación global del sistema.

De forma complementaria, algunos trabajos se centran en técnicas para predecir las condiciones meteorológicas y el consecuente comportamiento de los equipos generadores con objeto de mejorar el control y rendimiento de instalaciones de EERR. Así, Hossein et al. (Hossain, 2012) desarrollan una red neuronal para la predicción a corto plazo (3 horas) de la energía que puede ser generada por un sistema eólico-solar. De forma análoga, Chávez et al. (Chávez, 2013) emplean una red neuronal para predecir la producción de potencia de un aerogenerador de una instalación eólico-solar con hidrógeno, a partir de las condiciones de velocidad y dirección del viento. Por su parte, Peng et al. (Peng, 2013) comparan dos métodos basado en redes neuronales para predecir la potencia de un parque eólico de 40 aerogeneradores. Yang et al. (Yang, 2013) estiman la irradiancia solar y la producción fotovoltaica en un área amplia usando series temporales a partir de la



información de un pequeño número de estaciones de monitorización. Chen et al. (Chen, 2013b) estudian técnicas basadas en lógica borrosa y redes neuronales para la predicción horaria o diaria de la radiación solar.

En aquellos SHP que integran la producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno, el electrolizador juega un papel fundamental en el rendimiento y operación del sistema, como resaltan diferentes trabajos de investigación sobre diseño y control (Ulleberg, 2004; Calderón, 2010a; Calderón, 2010b; Calderón, 2010c; Calderón, 2011). Por esta razón, para optimizar el aprovechamiento energético del banco de ensayo eólico-solar con apoyo de hidrógeno, en la presente Tesis se trabaja sobre el control del punto de operación del electrolizador.

La aplicación del electrolizador como medio para el almacenamiento energético, ha sido estudiada en diversos trabajos, siendo alimentado por conexión directa a instalaciones eólicas (Muyeen, 2009; Muyeen, 2011; Valdés, 2013) o a instalaciones fotovoltaicas (Ahmad, 2007; Kelly, 2008; Paul, 2008; Clarke, 2009; Clarke, 2010; Garrigós, 2010; Gokcek, 2010; Kelly, 2010; Atlam, 2011; Balabel, 2011; García, 2011; Kelly, 2011; Maeda, 2012).

El sistema de control y supervisión del banco de ensayo objeto de la presente Tesis consiste en un Autómata Programable Industrial, PLC (*Programmable Logic Controller*), una aplicación SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) y un PC, además de una serie de sensores, actuadores y equipos auxiliares. El control global de la instalación recae en el PLC, encargándose de la gestión de los flujos energéticos y de las comunicaciones. Una pantalla táctil ejecuta una aplicación SCADA para la supervisión, adquisición y registro de datos. En un PC conectado al PLC se ejecuta el software necesario para aplicar un controlador basado en lógica borrosa al punto de operación del electrolizador.

Varios sistemas de control basados en autómatas programables aplicados a SHP han sido previamente documentados en anteriores trabajos (Galli, 1997; Figueiredo, 2008; Kelly, 2008; Valverde, 2010; Sánchez, 2013). Galli y Stetefanoni (Galli, 1997) utilizan un PLC para gestionar la operación de una pila de combustible y un electrolizador en un sistema solar-hidrógeno. Figueiredo y Sa da Costa (Figueiredo, 2008) desarrollan y simulan un sistema de control y supervisión distribuido mediante una red de autómatas para gestionar una instalación aislada que incluye generadores eólicos, fotovoltaicos y biomásicos, conectados a un bus de continua. Kelly et al. (Kelly, 2008) emplean un PLC para el control de un electrolizador de alta presión y para el envío de las variables que son monitorizadas al sistema de adquisición de datos. Dicho electrolizador es alimentado por

un conjunto de módulos fotovoltaicos, siendo el hidrógeno producido almacenado para ser dispensado a vehículos híbridos. Valverde et al. (Valverde, 2010) usan un PLC para implementar el nivel de control superior de un laboratorio de hidrógeno que incluye una pila de combustible, un electrolizador, baterías y fuentes electrónicas para simular EERR. Sánchez y González (Sánchez, 2013) controlan un electrolizador alcalino mediante un PLC en una planta híbrida de laboratorio que simula la integración de un generador eólico, un gasificador de biomasa y una pila de combustible.

Para SHP han sido estudiadas diferentes técnicas de gestión y automatización como control basado en el estado de carga de la batería (Ulleberg, 2004; Little, 2007; Ipsakis, 2008; Ipsakis, 2009; Ziogou, 2009; Giannakoudis, 2010), control lógico (El-Shatter, 2006; Nelson, 2006; Khan, 2009), control en modo deslizante (Valenciaga, 2005; Battista, 2006), control óptimo basado en algoritmos genéticos (Dufo, 2007, Dulal, 2012), redes neuronales (Vosen, 2005), control predictivo (Zervas, 2008; Wu, 2009), Redes de Petri (Mboup, 2009; Lu, 2010), sistemas multiagente (Kyriakarakos, 2013) y máquinas de estados finitos (Ziogou, 2013; Feroldi, 2013).

Además, a lo largo de las últimas décadas, el control basado en lógica borrosa, *Fuzzy Logic Control* (FLC), ha sido objeto de estudio en el ámbito de la investigación sobre control y gestión de SHP. La lógica borrosa presenta una serie de características que la hacen interesante para determinar el punto de trabajo del electrolizador PEM del banco de ensayo eólico-solar descrito. Algunas de estas características son que no aumenta la complejidad del controlador al incrementar el número de entradas y que el comportamiento del sistema se puede definir de forma fácil e intuitiva mediante palabras mientras que matemáticamente sería complejo. Además, no requiere datos históricos ni modelos matemáticos como ocurre con otros tipos de controladores inteligentes como las redes neuronales o los algoritmos genéticos (Bilodeau, 2006). Erdinc y Uzunoglu (Erdinc, 2011) señalan la utilidad de tales características para implementar el control de sistemas de potencia.

En el mismo sentido, Chen et al. (Chen, 2013) considera que el control borroso constituye una forma práctica de diseñar controladores no lineales adecuados al carácter no lineal de sistemas híbridos eólico-solar con hidrógeno. Nema et al. (Nema, 2009) asevera que la operación de sistemas híbridos será optimizada en un futuro próximo al incluir la inteligencia artificial o sistemas expertos en su gestión energética, siendo la lógica borrosa uno de tales sistemas expertos. Courtecuisse et al. (Courtecuisse, 2010) desarrollan una

metodología para el diseño de controladores basados en lógica borrosa para SHP, destacando la conveniencia de la misma al tratarse de sistemas complejos, no requerir modelos precisos de los elementos, y la dificultad para anticiparse a las variaciones en el comportamiento de las fuentes renovables.

El creciente interés por el control basado en lógica borrosa queda demostrado por el amplio número de investigadores que lo han aplicado a sistemas híbridos de EERR. Así, Jeong et al. (Jeong, 2005) diseñan y prueban un controlador borroso para gestionar la carga de un sistema híbrido pila de combustible-batería. El-Shatter (El-Shatter, 2006) aplica lógica borrosa para ajustar el ciclo de trabajo de dos convertidores *buck-boost* del aerogenerador perteneciente a un sistema híbrido eólico-solar con pila de combustible. En (Erdinc, 2011) Erdinc y Uzunoglu desarrollan un controlador borroso para gobernar un sistema híbrido con generadores eólico y solar, pila de combustible, electrolizador y batería, simulando su funcionamiento con datos meteorológicos reales. En (Erdinc, 2012b) Erdinc et al. estudian un controlador borroso para determinar la potencia de referencia de una pila de combustible en un sistema híbrido real que incluye además generador eólico-solar y batería.

Hajizadeh y Aliak (Hajizadeh, 2007) diseñan y simulan un controlador borroso para decidir el punto de operación de una pila de combustible combinada con una batería. Bilodeau y Agbossou (Bilodeau, 2006) desarrollan y simulan un FLC mediante el Fuzzy Logic Toolbox de Matlab para determinar los umbrales de potencia del electrolizador y la pila de combustible de un sistema híbrido eólico-solar aislado. Stewart et al. (Stewart, 2009) simulan el control borroso de las conmutaciones de la batería, de la pila de combustible y de la conexión a red de una instalación fotovoltaica híbrida de uso residencial. Kyriakarakos et al. (Kyriakarakos, 2012) diseñan y simulan un FLC utilizando el Fuzzy Logic Toolbox de Matlab para la gestión de potencia de un sistema híbrido que consta de generador eólico-solar, pila de combustible, electrolizador y batería, incluyendo una unidad de desalinización.

Li et al. (Li, 2011) simulan dos controladores borrosos para gestionar la potencia de un sistema híbrido eólico-solar con almacenamiento energético en baterías. Se usan los controladores para suavizar las fluctuaciones de la potencia entregada por los generadores y, consecuente, para que la batería pueda reaccionar con rapidez y suministrar la potencia suplementaria requerida. Yasin et al. (Yasin, 2011) diseñan y simulan un controlador borroso para la gestión energética de un sistema híbrido eólico-solar-baterías-hidrógeno aislado. Las variables de salida del controlador son las potencias de referencia para los

respectivos sistemas de control de la pila, del electrolizador y de las baterías. Zhang et al. (Zhang, 2012; Zhang, 2013) diseñan un FLC para un sistema híbrido aislado solar-hidrógeno con batería, validando el sistema mediante la simulación de un año completo con datos de radiación solar reales. El objetivo del control es doble, por un lado maximizar la producción de hidrógeno, que depende del SOC y de la diferencia de potencia generada y consumida, y por otro lado minimizar el uso de la batería.

Chávez et al. (Chávez, 2013) diseña y simula un controlador borroso para la gestión energética de un sistema híbrido eólico-solar-hidrógeno aislado, que es modelado mediante redes neuronales. Kyriakarakos et al. (Kyriakarakos, 2012b) simulan un método para el dimensionamiento y la gestión energética de un sistema híbrido eólico-solar con almacenamiento mediante baterías e hidrógeno basado en la combinación de Redes de Petri y Mapas Cognitivos Borrosos. La Red de Petri se emplea para elegir el modo de operación del sistema y entonces el Mapa Borroso se encarga de decidir el punto de trabajo de cada uno de los componentes. Safari et al. (Safari, 2013) desarrollan y simulan un controlador borroso cuyas funciones de pertenencia son optimizadas mediante algoritmos genéticos para gestionar la potencia de un sistema híbrido eólico-solar con producción y almacenamiento de hidrógeno y baterías. A partir de la potencia disponible y el estado de carga de las baterías, el controlador determina la potencia que ha de producir la pila de combustible o que debe destinarse a generar hidrógeno.

## CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

### 3.1 Banco de ensayo

Se ha desarrollado e instalado un sistema híbrido aislado de energías renovables basado en almacenamiento energético mediante hidrógeno en el Laboratorio de Termodinámica Técnica de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Extremadura, en Badajoz. Este sistema constituye un banco de ensayo o prototipo a escala de laboratorio para investigar sobre la integración, supervisión y gestión de las energías renovables solar fotovoltaica y eólica con producción y consumo de hidrógeno.

La Figura 3.1 muestra el diagrama de bloques de dicho sistema. Éste incluye los siguientes componentes físicos: paneles fotovoltaicos, aerogenerador, acumuladores electroquímicos, reguladores de carga, inversor (convertidor DC/AC), generador de hidrógeno (electrolizador tipo PEM), sistema de almacenamiento de hidrógeno (botellas de hidruros metálicos), pila de combustible (tipo PEM), simulador de carga (carga electrónica HP 6063-B), sistema de automatización (autómata programable S7-313C-2DP de Siemens) y pantalla táctil (Touch Panel TP 277B 6"). La Tabla 3.1 contiene los principales componentes del sistema.

Tabla 3.1. Principales dispositivos del banco de ensayo eólico-solar con almacenamiento de hidrógeno.

Componente	Características
Generador fotovoltaico	Helios H-45
Aerogenerador	Rutland-913
Electrolizador	Tipo PEM. Hydrogen Works, Hart-250. Presión máxima: 6 bar
Pila de combustible	Tipe PEM. Heliocentrics, FC 50. 40 W rated power.
Botella de hidruros metálicos	Ovonic. Hydrogen Capacity: 600 LN (10 bar).
Batería	RA12-85DG. 85 Ah
Carga electrónica	Hp 6063B. 240 W max.

Controlador Lógico Programable	Siemens S7 313C-2DP
Pantalla táctil	Siemens Panel Touch TP 277 6".

Los elementos que configuran en banco de ensayo poseen características de tensión y corriente sustancialmente diferentes, por lo que se encuentran integrados a través de dispositivos acondicionadores de potencia en un bus de continua, bus DC, que actúa, por tanto, como eje vertebrador del banco.

También forman parte de la instalación distintos dispositivos de adquisición de datos como sensores de presión, de temperatura, de corriente y de tensión, de velocidad del viento, de caudal de hidrógeno, y de irradiancia solar.

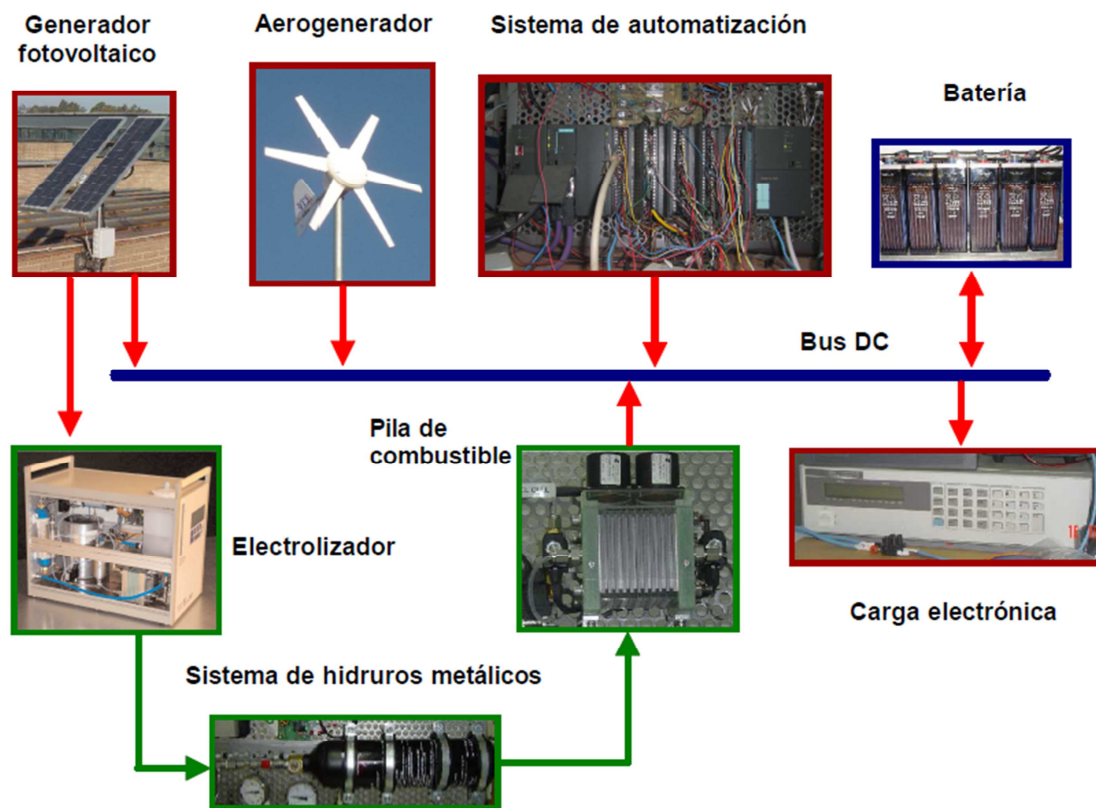


Figura 3.1. Diagrama de bloques del sistema híbrido eólico-solar con apoyo de hidrógeno.

En este sistema, el exceso de energía generada con respecto a la demanda de la carga es dirigido al electrolizador para producir hidrógeno. Cuando la carga demanda

mayor energía que la generada por las fuentes renovables, el hidrógeno almacenado alimenta a la pila de combustible para producir electricidad.

La incorporación del hidrógeno como medio de almacenamiento energético confiere al banco un carácter medioambientalmente limpio y renovable, ya que, por una parte, no se produce desprendimiento de partículas contaminantes (sólo se desprende vapor de agua) y, por otra, al obtener el hidrógeno del agua mediante energías renovables, el ciclo resultante es energéticamente limpio.

Además, cabe destacar que la producción de hidrógeno a partir de la energía renovable excedente implica que se está aprovechando una cantidad de energía que de otra manera, sería desaprovechada.

El generador eólico-solar, que se muestra en la Figura 3.2, está constituido por dos módulos fotovoltaicos “Helios-45” de 45 Wp y un aerogenerador “Rutland 913” de 90 W para una velocidad del viento de 10 m/s. El aerogenerador se encuentra situado sobre una torre de celosía galvanizada desmontable de 7 m de altitud, sujeta mediante placas de anclaje a un dado de hormigón. Al lado de dicha torre está instalado un anemómetro de cazoletas “SAMCLA” Modelo “SAC002” que permite conocer la velocidad del viento.

Por su parte, los módulos fotovoltaicos se han instalado sobre una estructura metálica de inclinación variable, orientada al sur, como recoge la Figura 3.3. Sobre esta estructura también se encuentra un piranómetro que mide la radiación global incidente sobre el plano inclinado de los paneles fotovoltaicos. Como se puede apreciar, junto a la estructura de los módulos fotovoltaicos se ha instalado otro piranómetro que proporciona información acerca de la radiación global incidente sobre el plano horizontal.



Figura 3.2. Generador eólico-solar.



Figura 3.3. Módulos fotovoltaicos y piranómetros.



El resto de los elementos del sistema eólico-solar con apoyo de hidrógeno que componen el banco de ensayo, aparecen en la Figura 3.4.



Figura 3.4. Banco de ensayo eólico-solar a escala de laboratorio.

En la esquina superior derecha del panel de ensayo se puede ver la pila de combustible, junto con la tarjeta controladora de la misma y el convertidor DC/DC que se utiliza como interconexión entre la pila de combustible y el bus DC de 12 V. Debajo de ella, en posición horizontal (posición recomendada por el fabricante), está una de las botellas de hidruros metálicos, que es el medio utilizado para el almacenamiento del hidrógeno generado en el electrolizador y que sirve de alimentación a la pila de combustible. En la esquina superior izquierda, se encuentra el convertidor DC/AC o inversor y debajo de éste, los reguladores de carga del aerogenerador y de los paneles fotovoltaicos. Bajo estos reguladores se disponen las tarjetas correspondientes a los sensores de tensión y de corriente (la tarjeta superior) y a los relés de conexión de los distintos dispositivos gobernados por el sistema de control (la tarjeta inferior).

La gestión y automatización del sistema recae sobre un autómata programable de la familia S7-300 de Siemens, ubicado en la esquina inferior izquierda del panel. Éste se ha equipado con módulos de E/S analógicas específicas para el tratamiento de las variables involucradas en el gobierno del banco de ensayo. Así mismo, se ha instalado, situada en la parte superior del banco de ensayo, una pantalla Simatic Touch Panel TP277B 6" de

Siemens, con la que se pueden visualizar y monitorizar las variables de interés del sistema. Esta pantalla también se encarga del almacenamiento de los datos registrados.

La batería electroquímica “RA12-85DG” (a la izquierda del panel) constituye el sistema de almacenamiento de energía eléctrica, que tal y como se indicó al inicio del capítulo, actúa como bus DC del prototipo.

Por último, para la producción de hidrógeno se emplea el electrolizador (Hart-250 de *Hydrogen Works*), que se encuentra situado detrás del panel (Figura 3.5).

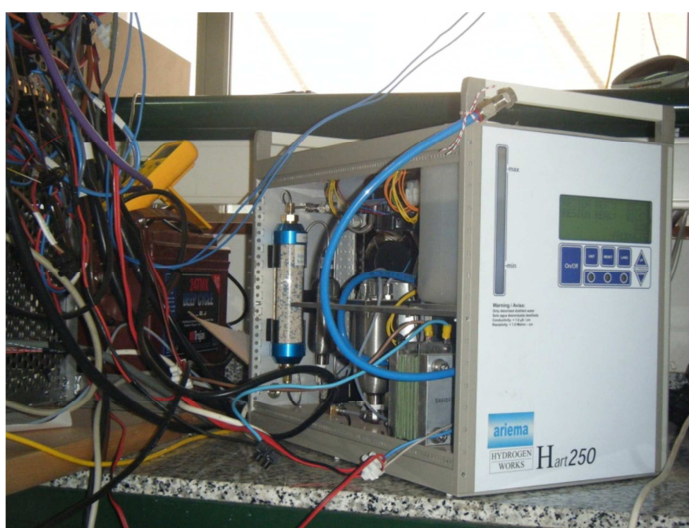


Figura 3.5. Generador de hidrógeno Hart – 250.

## 3.2 Electrolizador

A continuación se describe con detalle el funcionamiento del electrolizador PEM, que es el utilizado en este trabajo de investigación.

### 3.2.1 Electrolizador PEM

Un electrolizador de tipo PEM es similar a una pila de combustible PEM, siendo su principio de operación el inverso al de la pila de combustible. Sin embargo, los materiales son diferentes, ya que los materiales carbonosos, tales como el soporte del catalizador, las estructuras porosas del electrodo (fibra de carbón o paños de carbón) y las placas bipolares que son utilizados normalmente en celdas de combustible, no pueden usarse en la cara del oxígeno del electrolizador PEM debido a la corrosión (Barbir, 2005).

Un esquema de un electrolizador de agua de tipo PEM se muestra en la Figura 3.6. Consta fundamentalmente de una membrana intercambiadora de protones (constituida por un polímero de ácido perfluorosulfónico, también conocido como Nafion) a la que se unen el ánodo y el cátodo. Estos electrodos están compuestos de partículas electrocatalíticas y un electrolito que es un polímero. Normalmente, se utilizan distintos electrocatalizadores para el ánodo (por ejemplo  $\text{IrO}_2$ ) y para el cátodo (por ejemplo, Pt).

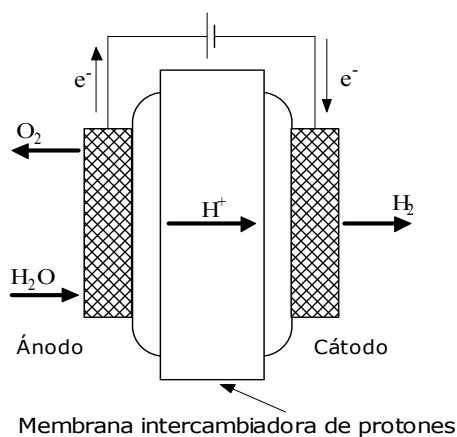
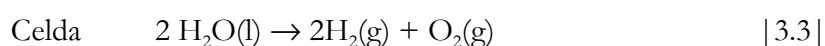
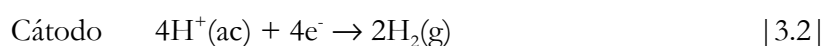
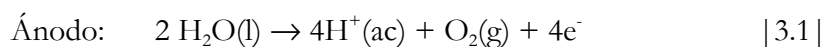


Figura 3.6. Esquema de un electrolizador PEM.

En un electrolizador PEM el hidrógeno se produce suministrando agua al ánodo, en donde se descompone en oxígeno, protones y electrones (reacción | 3.1 |). Los protones se transportan a través de la membrana conductora al cátodo. Los electrones salen de la celda a través del circuito externo, que suministra la energía para la reacción. En el cátodo, los electrones y los protones se recombinan para dar hidrógeno gas (Reacción | 3.2 |)



Comparada con la tradicional electrolisis alcalina, en la que se utiliza una disolución alcalina corrosiva de hidróxido potásico (KOH), la electrolisis en una membrana intercambiadora de protones (PEM) es la que ofrece más ventajas como mayor eficiencia energética, mayor producción de hidrógeno, diseño más compacto, limpieza ecológica y

fácil mantenimiento. Dado que el coste de la producción de hidrógeno por electrolisis PEM puede reducirse de una forma muy importante debido a los previsibles avances tecnológicos, la investigación en este tipo de electrolizadores ha sido y es muy activa en los últimos años.

Cabe destacar que numerosos autores destacan el gran potencial de la electrolisis del agua como herramienta para una producción sostenible de hidrógeno y para su integración con fuentes de energía renovable (Clarke, 2009; Ulleberg, 2010; Bicakova, 2012; Ursúa, 2012).

### 3.2.2 Parámetros del electrolizador utilizado

La producción del hidrógeno necesario para la operación del banco de ensayo empleado se lleva a cabo en el electrolizador de *Hydrogen Works* “Hart-250” que se muestra en la Figura 3.7.

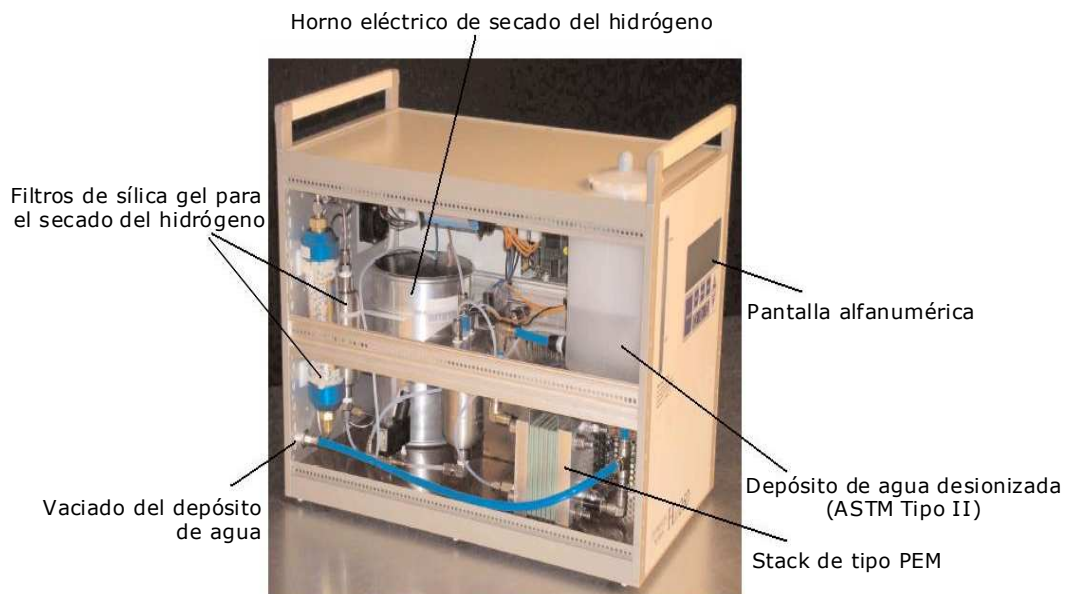


Figura 3.7. Electrolizador Hart-250 de Hydrogen Works.

Este electrolizador utiliza agua desionizada para producir hidrógeno de la pureza necesaria (>99,999%) para el correcto funcionamiento, tanto de la pila de combustible utilizada, como del sistema de almacenamiento empleado (hidruros metálicos).

En nuestro caso, los requisitos más restrictivos de pureza de hidrógeno, en lo que a grado de humedad se refiere, vienen condicionados precisamente por el sistema de almacenamiento, ya que la pila de combustible operaría sin problemas con un hidrógeno de pureza superior a 4.0 (99.99%). Sin embargo, las botellas de hidruros metálicos utilizadas necesitan hidrógeno mucho más seco, de una pureza 5.0 (99.999) o superior. Este requisito está garantizado ya que la pureza del hidrógeno a la salida del electrolizador Hart-250, empleado en este trabajo es superior a 6.0 (99.9999%).

Además, la presión de salida de hidrógeno es de hasta 6 bar, lo que lo hace particularmente interesante para conseguir almacenar una cantidad importante de combustible en las botellas de hidruros metálicos empleadas.

Las características técnicas de este electrolizador se relacionan en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Características técnicas del Electrolizador Hart-250.

<b>Electrolizador Hart-250</b>	
Agua	Desionizada ASTM Tipo II
Producción H <sub>2</sub>	250 Ncm <sup>3</sup> /min; 15 NL/h
Presión H <sub>2</sub>	Hasta 6 bar
Pureza H <sub>2</sub>	>99,9999%
Salida H <sub>2</sub>	Racor macho 1/8"
Producción O <sub>2</sub>	175 Ncm <sup>3</sup> /min; 7,5 NL/h
Salida O <sub>2</sub>	Por venteo atmosférico
Refrigeración	Por aire
Alimentación	120/220 VAC; 50-60 Hz
Consumo eléctrico	< 180 W máx.
Consumo de agua	25 cm <sup>3</sup> /h
Capacidad depósito de agua	1 L
Regulación	Por presión de salida
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	267 x 382 x 470 mm
Peso vacío	18 Kg

### 3.2.3 Caracterización del electrolizador Hart-250

Para la caracterización del electrolizador Hart-250 utilizado en el banco de ensayo, se realizó el montaje de un circuito como el mostrado en la Figura 3.8. Esta caracterización fue llevada a cabo con anterioridad al presente documento.

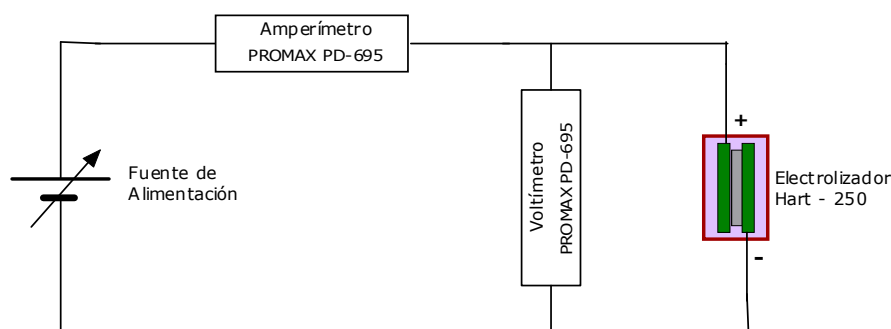


Figura 3.8. Esquema de conexión para la caracterización del electrolizador Hart-250.

El ensayo consistió en hacer trabajar el stack del generador de hidrógeno Hart-250 con distintos valores de la tensión de alimentación, desde 9.5 V hasta 12.20 V. Para cada valor de tensión aplicada, se midió la corriente demandada por el stack, así como el caudal de hidrógeno producido. En la Tabla 3.3 se muestran los resultados del ensayo y en la Figura 3.9 se representa la curva característica  $I=f(V)$  del electrolizador.

Tabla 3.3. Caracterización del electrolizador Hart-250.

Tensión (V)	Corriente (A)	Caudal de H <sub>2</sub> producido (NmLH <sub>2</sub> /min)
9.5	0.77	25.5
9.75	1.24	48
10	1.8	79.77
10.25	2.32	96.35
10.5	2.81	123.29
10.75	3.28	141.5
11	3.74	163.5
11.25	4.1	181.6
11.5	4.51	202
11.75	4.9	219.82
12.05	5.32	240
12.2	5.51	250.6

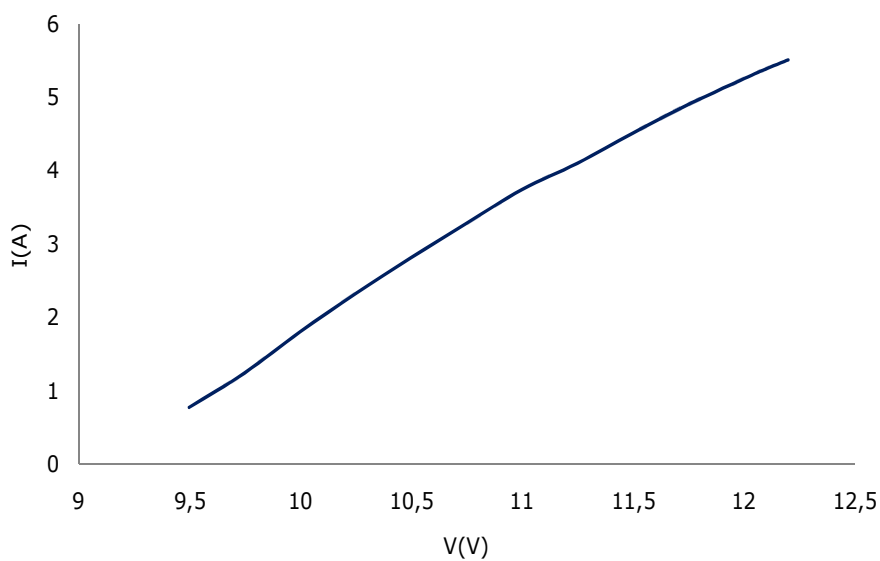


Figura 3.9. Curva característica  $I=f(V)$  del electrolizador Hart-250.

Por otra parte, también resulta útil conocer la dependencia entre la corriente consumida por el electrolizador y el caudal de hidrógeno generado. En este sentido, en la Figura 3.10 se ha representado gráficamente esta relación, que, como se puede observar, es lineal.

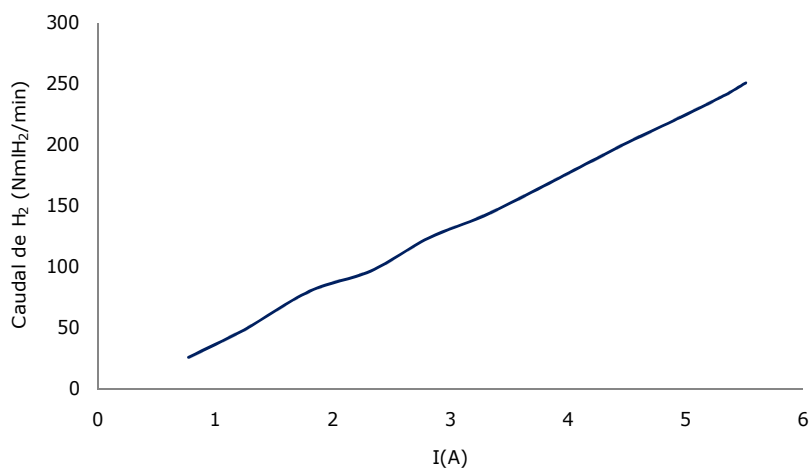


Figura 3.10. Representación gráfica del caudal de hidrogeno generado frente a la corriente consumida.

En este punto, se hace necesario comentar que el stack del electrolizador se ha deteriorado de manera progresiva, como consecuencia de diversos factores, si bien no impide su operación. En el apartado 6.2 del Capítulo 6 se comenta con mayor extensión esta cuestión.

### **3.3 Sistema de automatización y supervisión**

El propósito principal del banco de ensayo es usar el excedente de energía que tiene lugar cuando la demanda de energía de la instalación receptora es menor que la capacidad de producción del generador eólico-solar. En estas condiciones, debido a la alta irradiancia solar y/o a la suficiente velocidad del viento, el exceso de energía es utilizado para producir hidrógeno en el electrolizador. El hidrógeno producido será almacenado para su posterior utilización en la pila de combustible, cuando el generador no pueda abastecer la demanda de energía eléctrica de la instalación receptora. En definitiva, el sistema de control se encarga de gestionar de forma óptima y fiable los flujos de energía entre los distintos subsistemas que integran la instalación.

Además, y dado el carácter de prototipo, la instalación ha sido dotada de un sistema de adquisición y almacenamiento de datos con objeto de disponer de una información efectiva para el seguimiento del funcionamiento del mismo y para el dimensionamiento de instalaciones híbridas a escala real.

A partir de las lecturas proporcionadas por los sensores y acondicionadores de señal, el sistema de automatización determina las condiciones para que el electrolizador genere hidrógeno si hay energía excedentaria, o para que la pila de combustible produzca electricidad a partir del hidrógeno acumulado. A continuación se enumeran las medidas realizadas por los sensores empleados, indicándose entre paréntesis el modelo correspondiente:

- Corriente de los dos módulos fotovoltaicos (HX-10NP).
- Voltaje de los módulos fotovoltaicos.
- Irradiancia en el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos (Kipp & Zonen CMP-11).
- Temperatura de los módulos fotovoltaicos (Pt-100 RTF 4-2).
- Corriente del aerogenerador (HX-10NP).



- Voltaje del aerogenerador.
- Velocidad del viento (SAMCLA SAC002).
- Corrientes de las cargas DC y AC (HX-10NP).
- Voltaje del bus DC, esto es, de la batería.
- Corriente de carga/descarga de la batería (HX-25NP).
- Corriente de la pila de combustible (HX-10NP).
- Temperatura de la pila de combustible (Pt-100 RTF 4-2).
- Corriente consumida por el electrolizador (HX-10NP).
- Voltaje demandado por el electrolizador.
- Presión del circuito de hidrógeno (Gems-2200).
- Caudal de hidrógeno de la pila de combustible (Bronkhorst).
- Caudal de hidrógeno del electrolizador (Bronkhorst).
- Temperatura del laboratorio (THIES-CLIMA 2.1265.10).
- Presión ambiental (PTX 7500).

La Figura 3.11 ilustra el esquema eléctrico de la instalación con las corrientes y voltajes indicados.

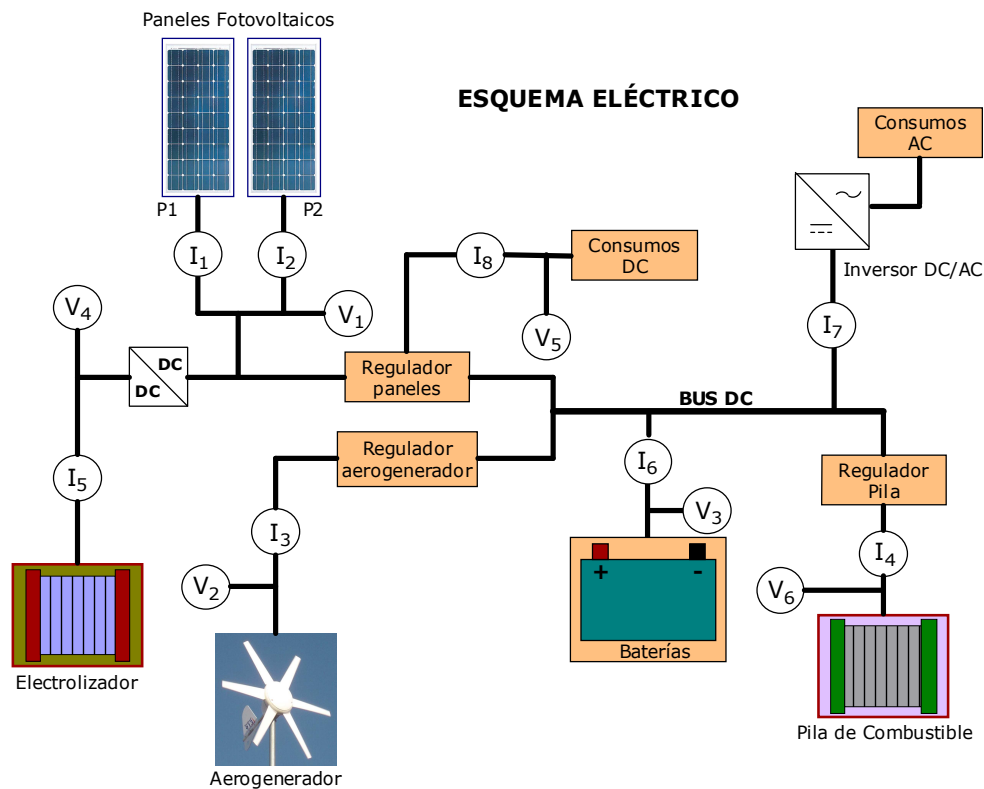


Figura 3.11. Esquema eléctrico del banco de ensayo.

Según lo expuesto, el sistema de automatización y supervisión tendrá dos misiones fundamentales.

- a) Sistema de automatización, que servirá para gestionar la conexión/desconexión de todos los elementos involucrados en el sistema de producción/suministro de energía.
- b) Sistema de supervisión, adquisición y registro de datos con el que, además de suministrar la información necesaria para conseguir el funcionamiento automatizado de la instalación, se pueda crear una base de datos que sirva como instrumento de análisis y diseño para un dimensionado óptimo de futuras instalaciones híbridas.

El diagrama de flujo del algoritmo de control se muestra en la Figura 3.12. En él se observa que una vez puesto en funcionamiento el banco de ensayo y antes de que se alcance el régimen estacionario, se introduce un retardo para inicializar todos los subsistemas del mismo así como las variables involucradas. Finalizada la fase de inicialización, el sistema evoluciona al estado de funcionamiento normal, en el cual la energía demandada por la instalación es suministrada por el generador eólico-solar. Esta etapa está caracterizada por un chequeo continuo del régimen de trabajo del sistema energético global.

Con el fin de determinar el estado del sistema, se realiza un balance de energía, a partir del cual se determina si es necesario un aporte de energía eléctrica mediante la pila de combustible o si se está produciendo un excedente de energía susceptible de ser utilizado para generar hidrógeno. En este último supuesto, el punto de trabajo del electrolizador lo establece el sistema de control según las estrategias diseñadas para este propósito, descritos en los Capítulos 6 y 7.

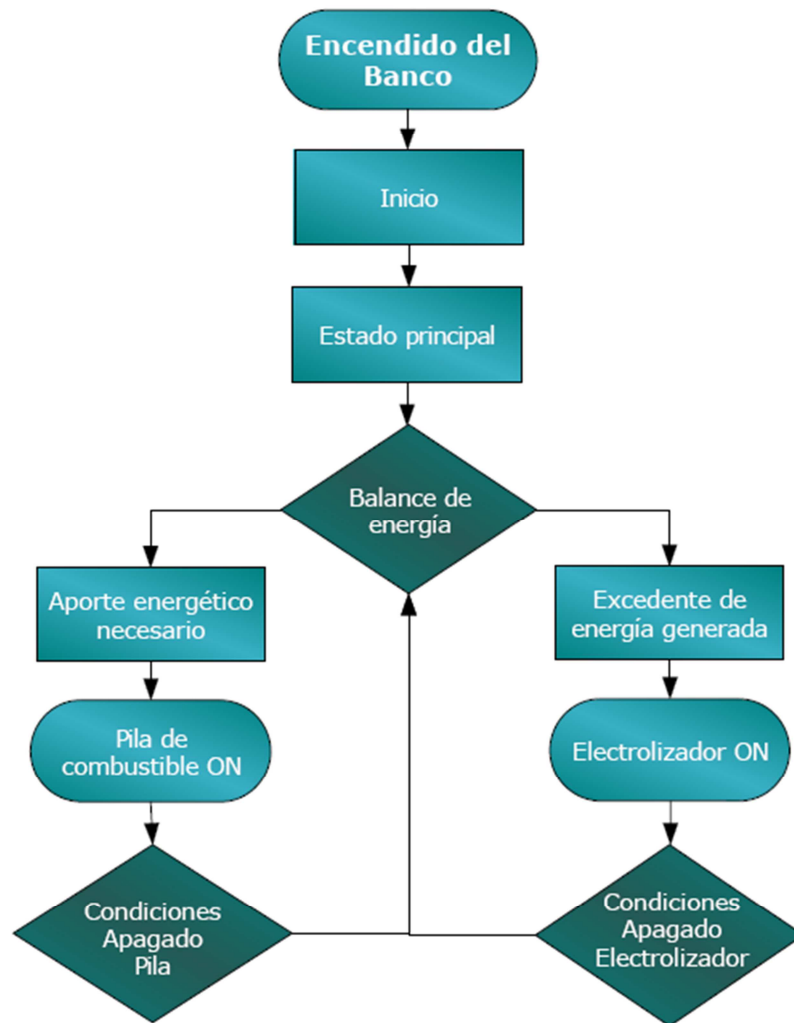


Figura 3.12 Diagrama de flujo del algoritmo de control del sistema de automatización.

### 3.3.1 Sistema de automatización

El sistema de automatización del banco de ensayo se basa en el autómata programable (PLC, *Programmable Logic Controller*) S7-313C-2DP de Siemens. Este dispositivo se encarga de la toma de decisiones según la estrategia de gestión de potencia, realizando las conmutaciones de los equipos del sistema híbrido.

Cabe mencionar que una ventaja de los autómatas frente a los ordenadores convencionales es la fiabilidad de su funcionamiento ya que no sufren inestabilidades relacionadas con el sistema operativo, y en caso de corte de suministro eléctrico, automáticamente se reinician al restablecerse dicho suministro.

Además de la CPU y de los interfaces de entradas/salidas digitales integrados, se han incorporado tres módulos de entradas analógicas SM-331, un módulo de entradas y salidas analógicas SM334 y un procesador de comunicaciones CP343-1 Advanced. Así mismo, se ha añadido una estación de periferia distribuida ET 200S conectada a través del bus de campo PROFIBUS.

Otro dispositivo involucrado en el sistema de control es un PC empleado para dos funciones esenciales. La primera de ellas es la configuración y, modificación en su caso, del programa ejecutado por el autómatas y de la aplicación SCADA de la pantalla táctil. La segunda función consiste en la ejecución del controlador borroso (descrito en Capítulo 7) y el intercambio de datos en tiempo real con el PLC. Para llevar a cabo estas comunicaciones, se le asignado una dirección IP fija al PC, concretamente la 158.49.56.21.

### **3.3.1.1 Configuración del PLC S7-313C-2DP**

El autómatas programable utilizado pertenece a la gama media de Siemens, concretamente al grupo de las CPUs compactas de la familia s7-300. Las características técnicas principales de la CPU son las siguientes:

- Memoria integrada de trabajo de 48 k.
- Capacidad máxima para los bloques OB de 16 k.
- Canales digitales integrados de 16 entradas y 16 salidas digitales.
- Dos interfaces RS 485, una para comunicación MPI y otra para PROFIBUS DP.
- Módulo de memoria *Micro Memory Card* (MMC) de SIMATIC de 2 MB, que se puede utilizar como memoria de carga así como soporte de datos transportable.

Cuenta con un módulo de alimentación PS307 2 A que transforma 120/230 VAC a 24 VDC/2 A y que posee dos bornes de entrada para 120/230 VAC y cuatro de salida de 24 VDC. En la Figura 3.13, se muestra una imagen del autómatas S7-313C 2DP con la configuración citada. De forma análoga, la Figura 3.14 contiene una fotografía del autómatas ya cableado y montado en el banco de ensayo.

La parametrización y configuración del PLC y de los diferentes módulos que incorpora (entradas y salidas digitales y analógicas, y el procesador de comunicaciones), se realiza empleando el software de Siemens STEP 7 V5.4+SP3.

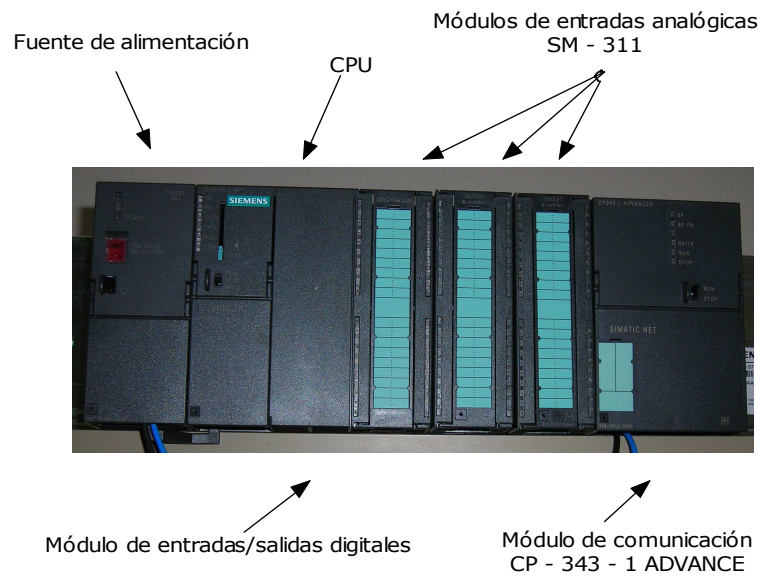


Figura 3.13. Autómata Programable Siemens S7-313C 2DP.

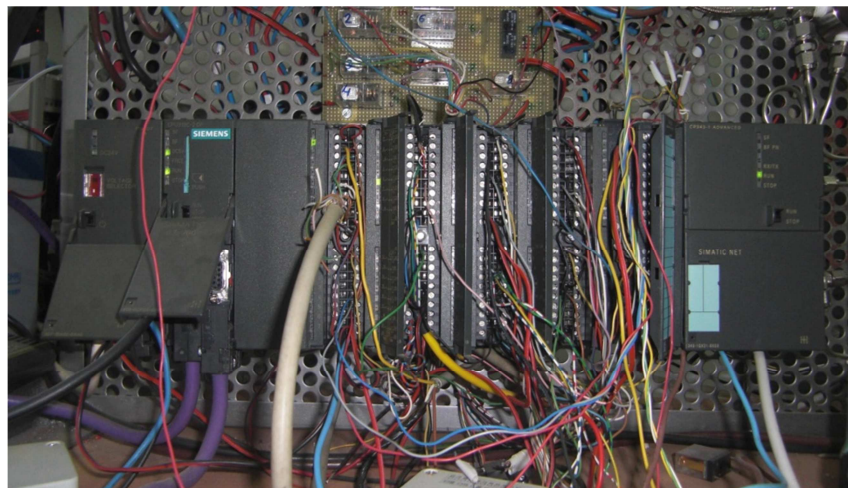


Figura 3.14. Autómata Programable Siemens S7-313C 2DP cableado y montado en la instalación.

### 3.3.1.2 Módulos de entradas analógicas SM331

El sistema de automatización ha sido dotado de tres módulos de entradas analógicas para la adquisición y tratamiento de las distintas variables involucradas en el control y monitorización del banco de ensayo. Las características principales de estos módulos son las que se exponen a continuación:

- 8 entradas analógicas para medida de tensión, corriente, resistencia o temperatura por medio de termorresistencias como las Pt-100.
- Rangos de valores de:

- $\pm 10$  V para entradas de tensión.
  - $\pm 20$  mA para entradas de corriente.
  - 0 a  $6\text{ k}\Omega$  para medidas de resistencia a 2 y 4 hilos.
- Admite picos de tensión de hasta 30 V de duración máxima de 1 segundo (límite de destrucción) y niveles permanentes de 12 V.
  - El valor máximo de corriente de entrada (límite de destrucción) es de 40 mA.
  - Para la medida de temperatura se pueden utilizar las resistencias Pt-100, NI-100, NI-1000, LG-NI-1000K y LG-NI-1000S.
  - EL método de lectura de los valores analógicos es por integración.
  - La resolución con rango de rebase es de 13 bits.

El aspecto de los módulos de entrada SM331 es el mostrado en la Figura 3.15.



Figura 3.15. Módulo de entradas analógicas SM331.

### 3.3.1.3 Módulo de entradas y salidas analógicas SM334

El autómata que gobierna la instalación cuenta con un módulo de entradas y salidas analógicas, modelo SM334. Éste ofrece 4 entradas y 2 salidas analógicas. Las características principales del módulo SM 334; AI 4/AO 2x12 bit de Siemens son las expuestas a continuación:

- 4 entradas en 2 grupos y 2 salidas en 1 grupo.
- Resolución 12 bits + signo.
- Tipo de medición ajustable por grupo de canales:
- Tensión.
- Resistencia.
- Temperatura.

- Con separación galvánica respecto a la conexión del bus posterior.
- Con separación galvánica respecto a la tensión de carga.

El generador de hidrógeno y los módulos fotovoltaicos están conectados por un convertidor DC/DC que lleva a cabo el acondicionamiento de la corriente y tensión proporcionadas por dichos módulos a los niveles del electrolizador.

Una de las dos salidas disponibles en el módulo SM334 se configura de modo que presenta una tensión establecida según la estrategia de gestión en función de la energía excedentaria y otra serie de condiciones según se describe en los Capítulos 6 y 7. Esta señal es aplicada a una entrada del convertidor DC/DC que determina la tensión y corriente de alimentación del electrolizador, controlando así el punto de trabajo del mismo y, por tanto, su producción de hidrógeno.

Dicha tensión para establecer el punto de operación se encuentra en el intervalo 4 – 8.5 V, que ha sido estudiado durante la fase de caracterización del mismo. El rango de tensión de la salida analógica empleada es 0-10 V, por lo que se adecúa perfectamente al objetivo perseguido. La Figura 3.16 esquematiza la conexión de los módulos fotovoltaicos, el convertidor DC/DC, el electrolizador y el automático. Por su parte, el detalle de la conexión realizada entre la salida de tensión y dicho convertidor DC/DC se encuentra recogida en la Figura 3.17.

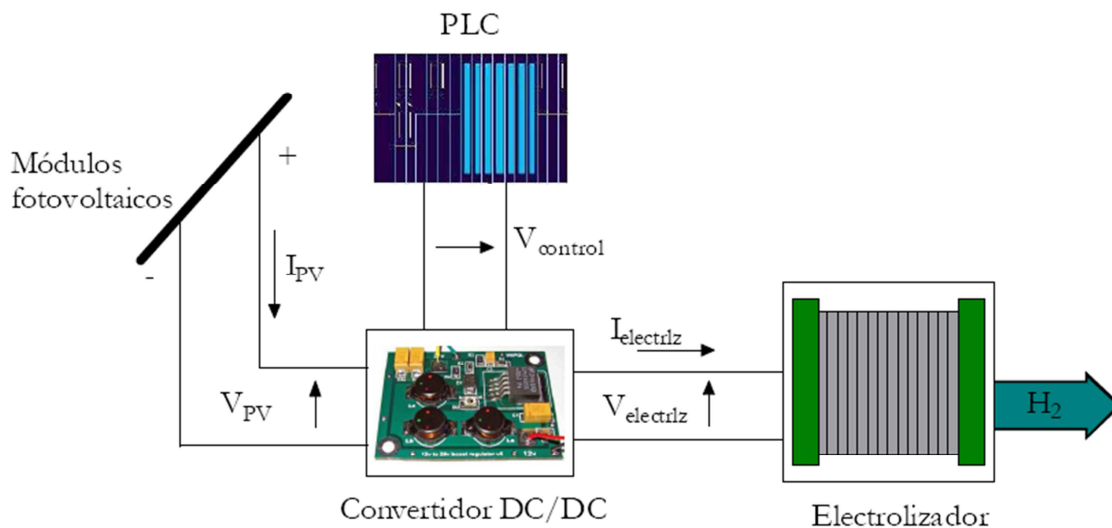


Figura 3.16. Esquema de conexiones para el control del punto de trabajo del electrolizador.

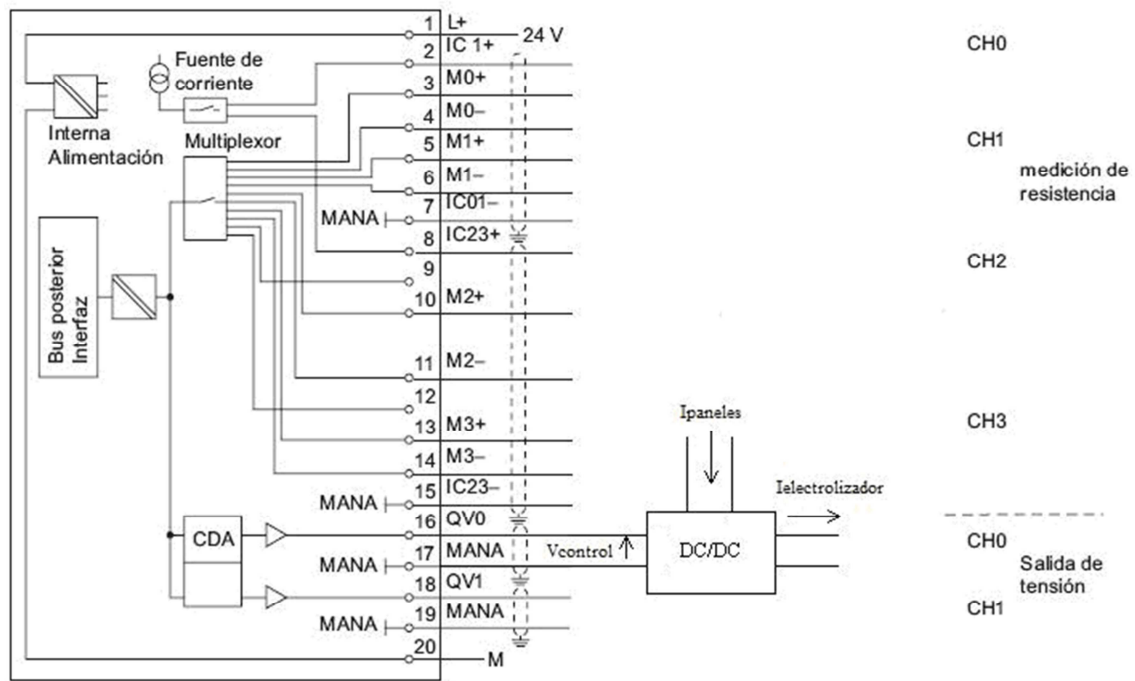


Figura 3.17. Conexión de la salida analógica al convertidor DC/DC del electrolizador.

### 3.3.1.4 Procesador de comunicaciones CP343-1 Advanced

El módulo CP343-1 Advanced de Siemens es un procesador de comunicaciones, que proporciona conectividad a redes Ethernet. En el sistema de automatización descrito, este dispositivo permite integrar al PLC en la red de área local, LAN (*Local Area Network*), de la Escuela de Ingenierías industriales, posibilitando el intercambio de datos e información entre dicho autómatas y otros dispositivos como el PC en que se ejecuta el controlador borroso o cualquier otro PC perteneciente a dicha red.

Este equipo dispone de un puerto RJ-45 que actúa como interfaz para Ethernet, requiriendo una dirección IP fija acorde con la red en que se integra. En el caso del banco de ensayo, la dirección configurada es 158.49.56.51.

Además, este módulo cuenta con una página HTML para transmitir y presentar información en un navegador de red, conteniendo por ejemplo informaciones de diagnóstico. En la figura 3.18 se observa el aspecto de dicha página web, a la que se accede indicando la IP del dispositivo en la barra de direcciones del navegador empleado.



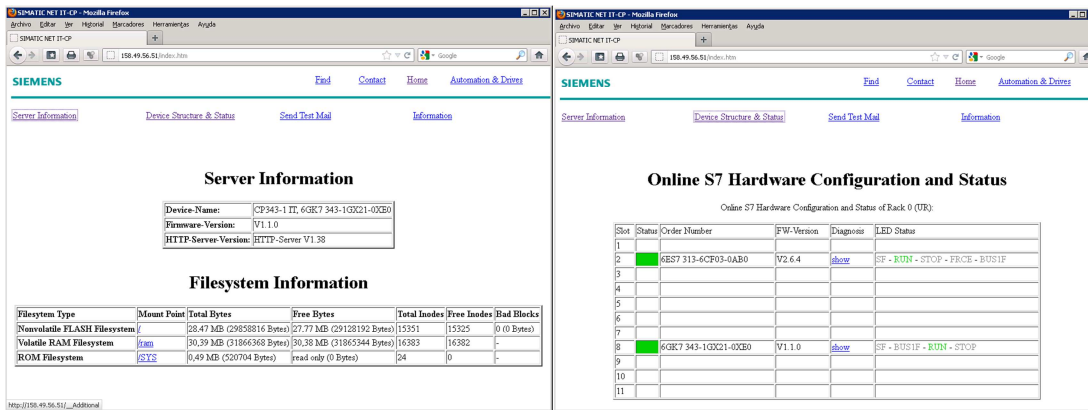


Figura 3.18. Página HTML alojada en el CP343-1 Advanced.

### 3.3.1.5 Estación de periferia distribuida ET 200S

El sistema de automatización del sistema híbrido se ha completado con una estación de periferia distribuida ET 200S de Siemens. Los sistemas de periferia distribuida o descentralizada son equipos de adquisición de señales de los dispositivos a pie de proceso para que puedan transmitirse al PLC a través del bus de campo.

Por otra parte, PROFIBUS es un bus de campo abierto para comunicaciones industriales. El perfil DP es el más empleado, especialmente diseñado comunicación entre dispositivos automatizados y periferia distribuida. Con la dirección PROFIBUS se define la dirección con la que se direccionará el sistema de periferia descentralizada ET 200S en PROFIBUS-DP, en el cual se comporta como dispositivo esclavo (el PLC actúa como maestro). Esta dirección se ha ajustado al valor 3.

La estación está constituida por un módulo interfaz IM151-1 Basic, encargado del intercambio de datos con el maestro del bus, y una serie de módulos electrónicos analógicos para la conexión de las sondas de temperatura y de presión del laboratorio.

### 3.3.2 Sistema de supervisión, adquisición y registro de datos

El interés de dotar al banco de ensayo de un sistema de supervisión y adquisición y registro de datos es doble. Por una parte, se pretende crear una base de datos que contenga todas las variables de interés en sistemas híbridos eólico-solares con integración de hidrógeno para un diseño óptimo de estas instalaciones para aplicaciones reales. Por otra parte, permite disponer de un sistema de visualización y monitorización de todas las

variables involucradas en la instalación con objeto de poder realizar un seguimiento de su funcionamiento en tiempo real y conocer en cada instante el estado del sistema energético completo. Esto ayudará a entender y justificar determinados comportamientos y a tomar decisiones sobre el ajuste de los valores de consignas y umbrales de conmutación en el programa de control y automatización del banco. Esta última función adquiere una importancia crítica cuando se investiga sobre diferentes estrategias de control o gestión del sistema, ya que los efectos de los mismos se pueden observar de forma rápida y eficiente.

Como se ha indicado anteriormente, para implementar el sistema de supervisión y adquisición de datos, se acompaña al autómatas encargado del funcionamiento automático del banco de ensayo de una pantalla táctil TP 277B de Siemens. En este dispositivo se ha instalado una aplicación diseñada con el paquete de programación WinCC Flexible 2007, también de Siemens. Dicha aplicación se encarga de leer y almacenar en su memoria las variables consideradas de interés con un periodo de muestreo de 1 minuto.

La captura de datos por parte del autómatas programable se realiza utilizando un módulo de datos (DB1) creado en el mismo, donde se almacenan los valores leídos mediante las interfaces de entrada analógicas. El sistema de supervisión y adquisición de datos (SCADA) accede a este módulo a través de una conexión MPI (*Multi Point Interface*), establecida entre el PLC y el panel TP 277B.

Los archivos de datos en los que se almacenan los valores de las variables generan ficheros \*.csv (*comma separated values*) que son tratados mediante una hoja de cálculo para análisis e interpretación. Se almacenan un total de 40 variables en el TP.

Además de la adquisición y almacenamiento de datos en archivos, se ha diseñado una serie de pantallas para facilitar el seguimiento y supervisión de la instalación. En estas pantallas, en las que se permite la navegación entre ellas, se muestran los valores de las variables asociadas a cada uno de los subsistemas energéticos que componen el banco. La Figura 3.19 muestra las principales imágenes del SCADA en el TP 277B 6" para monitorizar el sistema. Por su parte, las especificaciones técnicas del panel táctil son las contenidas en la Tabla 3.4.

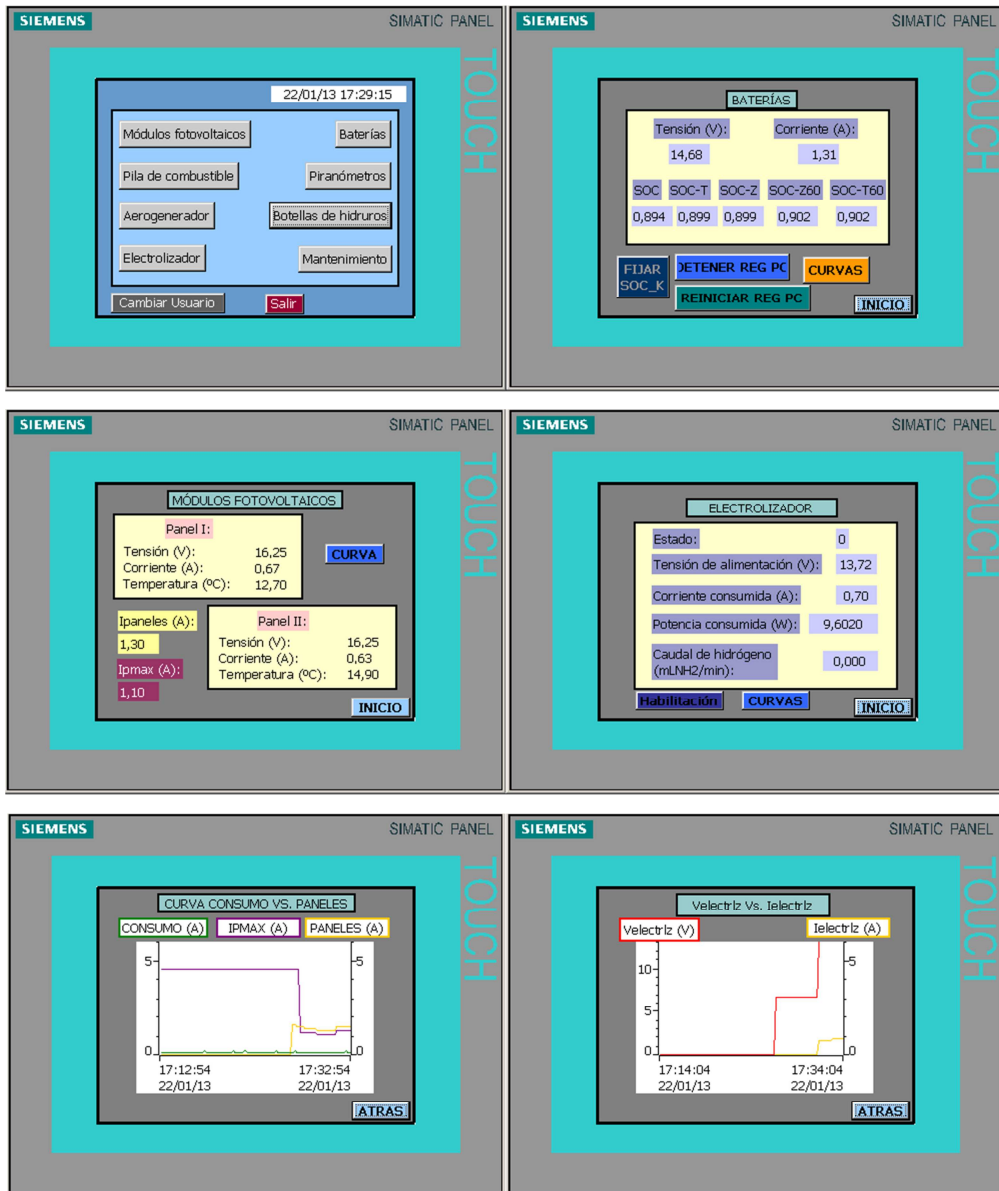


Figura 3.19. Principales imágenes del SCADA en el TP 277B 6” para monitorizar el sistema.

Tabla 3.4. Características técnicas del Simatic Panel Touch TP 277B 6”.

Display tipo	LCD - TFT
Área activa del display	115,18 x 86,36 mm (5,7")
Resolución	320 x 240 puntos de imagen
Colores representables	256
Retroiluminación	CCFL
Half Brightness Life Time, típico	50000 horas
Tipo unidad de entrada	Pantalla táctil analógica resistiva

## CAPÍTULO 4. ANÁLISIS EXERGÉTICO DEL BANCO DE ENSAYO

En este capítulo se aborda el análisis exergético del banco de ensayo, esto es, se calculan los rendimientos exergéticos de los componentes del sistema (módulos fotovoltaicos, electrolizador y pila de combustible) y las pérdidas de exergía que se producen en los mismos como consecuencia de las irreversibilidades. Se presentan los resultados y las propuestas de mejora extraídas para mejorar tales rendimientos.

### 4.1 Análisis del rendimiento exergético de los componentes

#### 4.1.1 Rendimiento exergético de los paneles fotovoltaicos

La tecnología fotovoltaica (PV) convierte de forma directa la luz solar en energía eléctrica. La corriente eléctrica producida es continua, pudiendo ser usada en tal forma, convertida a corriente alterna o almacenada para una utilización posterior.

El factor de conversión energética de un sistema solar PV se describe generalmente como la eficiencia, pero este uso puede llevar a errores. La eficiencia de una célula solar PV puede ser considerada como la parte de electricidad generada respecto a la irradiancia incidente total, o global. En esta definición, sólo se considera la electricidad generada por la célula PV. Otras propiedades del sistema PV, que pueden afectar a su eficiencia, como la temperatura ambiente, la temperatura de la célula y componentes químicos de la misma, no son directamente tenidos en cuenta (Dincer, 2007).

Aplicando la definición de rendimiento exergético al sistema fotovoltaico, se obtiene que dicho rendimiento viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta_{ex} = \frac{P}{\dot{E}x_{solar}} \quad (4.1)$$

en donde P representa la potencia eléctrica generada por los módulos fotovoltaicos, que es una energía totalmente utilizable, y  $\dot{E}x_{solar}$  es la exergía de la radiación solar incidente en los mismos por unidad de tiempo. Los módulos fotovoltaicos se calientan como consecuencia de su exposición al sol y desprenden también una cantidad de calor al ambiente que, por proceder de una fuente térmica en desequilibrio con el medio, tiene una determinada exergía. El valor del calor desprendido viene dado por la expresión:

$$\dot{Q} = UA (T_m - T_0) \quad (4.2)$$

donde  $U$  es el coeficiente global de transmisión de calor desde el módulo al ambiente,  $A$  es la superficie de intercambio de calor y  $T_m$  y  $T_0$  son las temperaturas del módulo y del ambiente, respectivamente. La exergía de este calor, su máxima capacidad de producir trabajo útil, viene dada por la expresión:

$$Ex(Q, T_m, T_0) = Q \left( 1 - \frac{T_0}{T_m} \right) \quad (4.3)$$

La diferencia media entre la temperatura de los módulos y la temperatura ambiente durante las horas soleadas, medida a lo largo del mes de Mayo de 2010, es menor de 10°C lo que permite, aplicando las ecuaciones (4.1) y (4.2), considerar despreciable la exergía del calor desprendido por los módulos frente a la potencia eléctrica suministrada por los mismos. En consecuencia, para el cálculo del rendimiento exergético de los módulos fotovoltaicos se ha considerado exclusivamente la potencia eléctrica y la exergía de la radiación.

La potencia  $P$  generada por los módulos puede calcularse como el producto de la intensidad de salida de los mismos ( $I$ ) por la tensión ( $V$ ) entre sus bornes. La exergía de la radiación solar ( $\dot{E}x_{solar}$ ) ha sido estudiada por numerosos investigadores (Nayak, 2008; Joshi, 2007; Petela, 2003; Candau, 2003; Chu, 2009; Chow, 2009; Bejan, 1997) que han propuesto distintas ecuaciones que dan resultados similares (Bejan, 1997). Aquí utilizaremos la propuesta por Petela en 1964 (Petela, 1964), cuyo valor viene dado por la siguiente expresión:

$$\dot{E}x_{solar} = AG \left[ 1 - \frac{4}{3} \left( \frac{T_0}{T_s} \right) + \frac{1}{3} \left( \frac{T_0}{T_s} \right)^4 \right] \quad (4.4)$$

donde  $A$  es el área de los módulos fotovoltaicos (0,07 m<sup>2</sup>, en nuestro caso),  $G$  es la irradiancia global incidente sobre los mismos,  $T_0$  es la temperatura ambiente y  $T_s$  es la temperatura del sol (5780K).

Para el cálculo de los parámetros anteriores se han muestreado a intervalos de un minuto las siguientes variables: tensión e intensidad de corriente suministrada por los módulos fotovoltaicos, temperatura ambiente (con un sensor de temperatura modelo 2.1265.10 de THIES-CLIMA) e irradiancia global sobre el plano de los módulos (con un piranómetro CMP-11 de Kipp & Zonen).

En la Figura 4.1 se ha representado el valor de la irradiancia global incidente en el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos y la exergía solar correspondientes a un día soleado, el 20 de Mayo de 2010. De la observación de la figura se deduce que, como era de esperar, de acuerdo con la expresión (4.4), la forma de la curva de exergía reproduce la de irradiancia y que la diferencia entre ambas es tanto mayor cuanto mayor es el valor de esta última. Por otra parte, se pone de manifiesto en la figura la alta capacidad de trabajo útil (exergía) que tiene la radiación solar debido a la elevada temperatura del sol. Concretamente para el día en cuestión los valores de la irradiación solar global sobre el plano inclinado y de la exergía de la irradiación sobre el mismo plano fueron de  $7.36 \text{ kWh/m}^2$  y  $6.86 \text{ kWh/m}^2$ , lo que supone una capacidad de trabajo útil del 93.11 %.

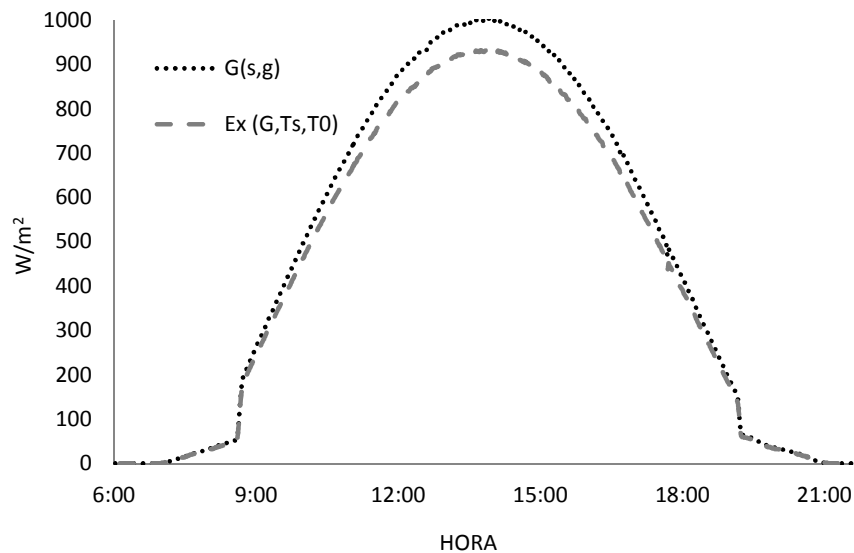


Figura 4.1. Irradiancia global y exergía solar durante el 20 de Mayo de 2010.

En la Figura 4.2 se ha representado el valor de la exergía de la radiación incidente sobre el plano inclinado, esto es, la máxima potencia eléctrica que podría obtenerse de la radiación, y la potencia suministrada por los módulos fotovoltaicos, también para el día 20 de mayo de 2010. Se pone claramente de manifiesto en la figura que la potencia que se extrae de los módulos fotovoltaicos a lo largo del día es mucho menor que la que podría extraerse, lo que significa que hay una gran pérdida de exergía como consecuencia de las irreversibilidades del proceso. Este comportamiento de la conversión fotovoltaica se refleja en el bajo rendimiento exergético del proceso que, como aparece en la Figura 4.3, se

mantiene en torno a un 9.5 % a lo largo del día, muy lejos del 100% que correspondería al proceso ideal, o reversible.

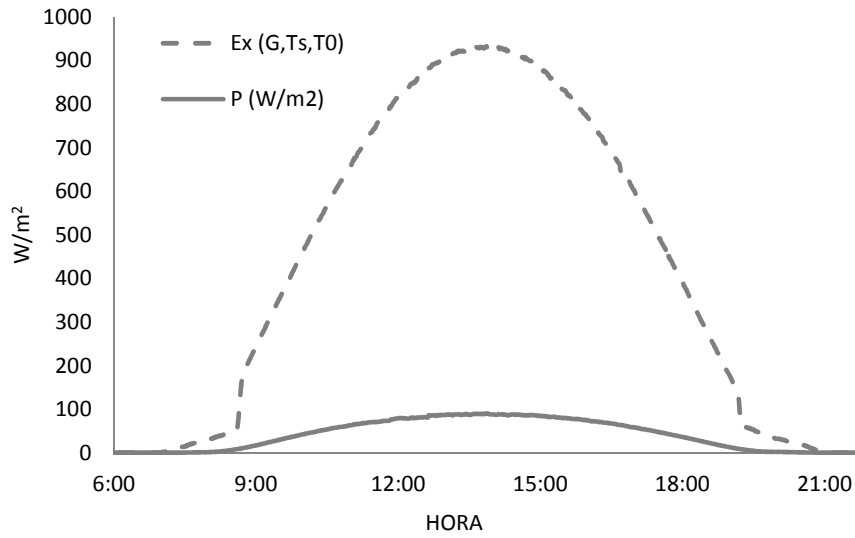


Figura 4.2. Exergía solar y potencia de los módulos fotovoltaicos, 20 de Mayo de 2010.

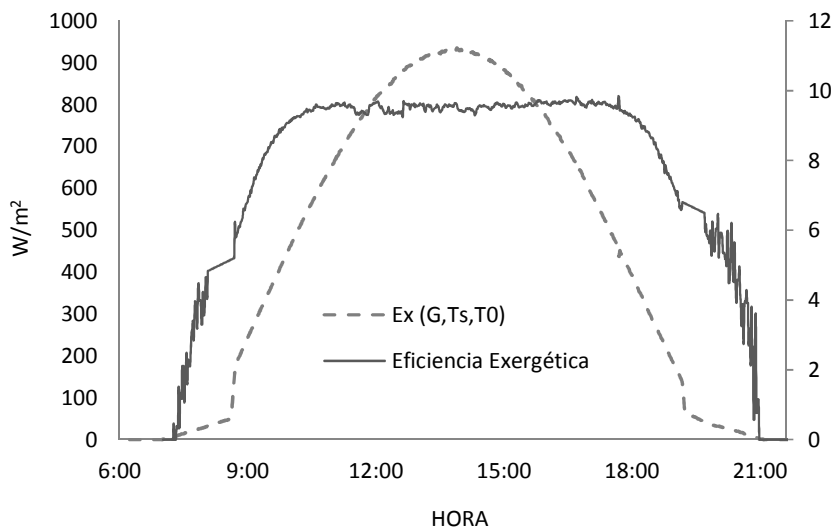


Figura 4.3. Exergía solar y eficiencia exergética de los módulos fotovoltaicos, 20 de Mayo de 2010.

Por último, en la Figura 4.4 se muestra el rendimiento exergético medio diario del sistema fotovoltaico a lo largo del mes de Mayo junto con la exergía incidente en los módulos a lo largo del día. En la figura se pone de manifiesto la influencia del regulador de

carga de la batería en el rendimiento de los módulos fotovoltaicos. En días soleados, cuando existe alta exergía de radiación, la batería alcanza pronto su máxima carga y el regulador corta el paso de corriente a la misma, lo que se traduce en un menor suministro de potencia al sistema que junto con el mayor valor de la exergía conducen a una notable disminución del rendimiento exergético de los módulos, de acuerdo con la expresión (4.1). Lo contrario ocurre cuando nos encontramos con días parcialmente nublados en los que al disminuir la carga de la batería el regulador permite el paso de corriente y, en consecuencia, aumenta la potencia suministrada por los módulos que, junto con el menor valor de la exergía de la radiación, conducen a elevados valores del rendimiento exergético. Los resultados obtenidos son algo inferiores a los presentados por otros autores (Joshi, 2007) y ponen de manifiesto la necesidad de modificar el modo en que se suministra la energía eléctrica de los módulos fotovoltaicos al sistema a través del regulador, que conlleva un importante desaprovechamiento de la exergía solar incidente en los mismos.

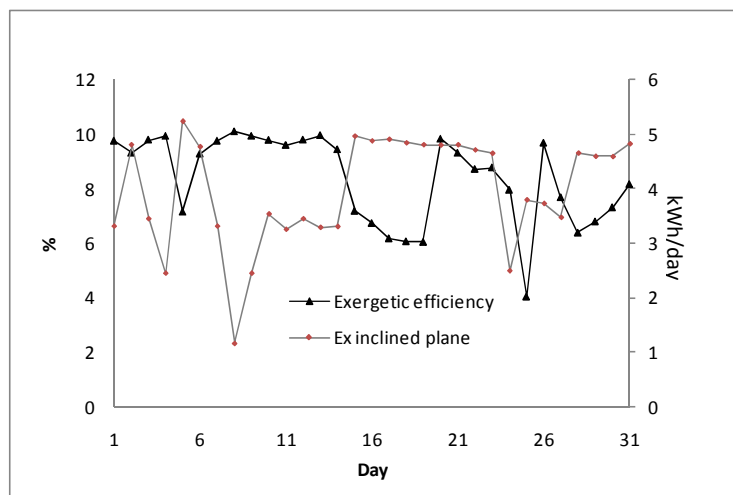


Figura 4.4. Eficiencia exergética de los módulos fotovoltaicos y exergía incidente en el plano inclinado, 20 de Mayo de 2010.

Como conclusión final de este apartado, se puede afirmar que la conversión fotovoltaica con módulos de silicio, a pesar de sus ventajas y de lo extendido de su uso en la actualidad, supone una enorme pérdida de exergía. Estas pérdidas de exergía se ponen de manifiesto en la Figura 4.5 en la que se ha representado tanto el valor absoluto de las mismas como su valor porcentual, que supera el 90 %, como se puede observar en dicha figura. Se están perdiendo enormes cantidades de energía utilizable, de trabajo útil, que podrían aprovecharse con otro tipo de convertidores directos.



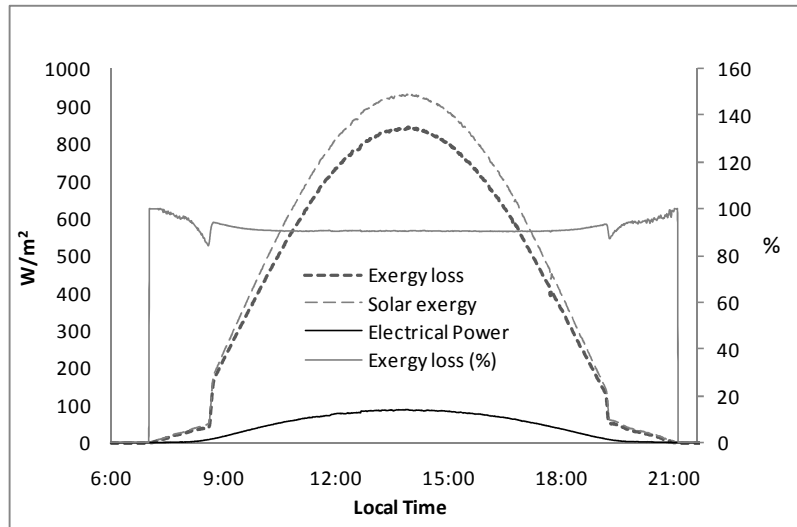


Figura 4.5. Pérdidas de exergía de los módulos fotovoltaicos, 20 de Mayo de 2010.

#### 4.1.2 Rendimiento exergético del electrolizador

En un electrolizador de tipo PEM, se produce la electrolisis del agua según refleja la siguiente reacción:



El rendimiento energético de la reacción de electrolisis viene dado en función del poder calorífico inferior del hidrógeno,  $\text{LHV}_{\text{H}_2}$  (*lower heating value*) por la expresión:

$$\eta_{\text{ene}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} \text{LHV}_{\text{H}_2}}{\text{Potencia de entrada}} \quad (4.5)$$

donde  $\dot{m}_{\text{H}_2}$  es el flujo de hidrógeno producido en el electrolizador y Potencia de entrada es la potencia eléctrica consumida por el mismo.

Una forma más completa de caracterizar energéticamente la eficiencia del electrolizador es definiendo su rendimiento exergético mediante la expresión:

$$\eta_{\text{exe}} = \frac{\dot{E}x_{\text{H}_2}}{\text{Power input}} = \frac{\dot{m}_{\text{H}_2} ex_{\text{H}_2}}{\text{Power input}} \quad (4.6)$$

en donde  $\dot{E}x_{H_2}$  representa la exergía del flujo de hidrógeno generado en el electrolizador por unidad de tiempo, producto del caudal másico de hidrógeno y la exergía específica del mismo ( $\dot{m}_{H_2} \cdot ex_{H_2}$ ).

En la expresión del rendimiento exergético del electrolizador no se ha tenido en cuenta la exergía del oxígeno producido en el mismo ya que en el electrolizador utilizado en el banco de ensayo este oxígeno se desprende directamente a la atmósfera. Tampoco se ha tenido en cuenta la exergía del agua de alimentación que entra a la temperatura ambiente ni la del calor intercambiado por el electrolizador con los alrededores, dado el pequeño tamaño del electrolizador utilizado. Estos factores hay que tenerlos en cuenta, sin embargo, en sistemas más complejos como los analizados por otros investigadores (Ni, 2007; Ni, 2009; Rosen, 1992; Rosen, 1995).

Considerando despreciables las energías cinética y potencial en los procesos electroquímicos, la exergía específica del hidrógeno vendrá dada por la suma de su exergía física ( $ex_{phy}$ ) y química ( $ex_{chem}$ ):

$$ex_{H_2} = ex_{chem} + ex_{phy} \quad (4.7)$$

La exergía química de una sustancia está asociada con la desviación de su composición química con respecto a la de los alrededores. En la Tabla 4.1 se recogen valores de las exergías químicas para diferentes sustancias tomadas de la literatura publicada (Bejan, 1996).

Tabla 4.1. Exergía química molar estándar (kJ/kmol) de varias sustancias a 298.15 K y  $p_0$ .

Sustancia	Fórmula	$ex_{chem}$
Oxígeno	O <sub>2</sub> (g)	3970
Agua	H <sub>2</sub> O(l)	900
Hidrógeno	H <sub>2</sub> (g)	236100

La exergía física está asociada con la temperatura y presión del gas y se expresa en términos de la diferencia de entalpía y de entropía desde el estado en que se encuentra el gas y el estado de referencia, definido en función de la temperatura y presión del medio ( $T_0$ ,  $p_0$ ). Su valor viene dado por la expresión:

$$ex_{phy} = h-h_0 - T_0 (s-s_0) \quad (4.8)$$

donde  $h_0$  y  $s_0$  denotan la entalpía y entropía específicas evaluadas en las condiciones del medio, respectivamente.

Para un gas ideal la expresión anterior puede escribirse en la forma:

$$ex_{phy} = C_p T_0 \left[ \frac{T}{T_0} - 1 - \ln \left( \frac{T}{T_0} \right) + \ln \left( \frac{p}{p_0} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \right] \quad (4.9)$$

donde  $C_p$  es la capacidad térmica a presión constante del gas y  $\gamma$  es el exponente adiabático.

A diferencia del rendimiento energético del electrolizador, que sólo tiene en cuenta el poder calorífico del hidrógeno, el rendimiento exergético considera, además de esta propiedad, la capacidad de producir trabajo útil por parte del hidrógeno generado, como consecuencia de su desequilibrio térmico y mecánico con las condiciones del medio, esto es, como consecuencia de encontrarse a distinta temperatura y presión que el medio en el que se encuentra.

La determinación del rendimiento exergético del electrolizador exige, por tanto, además de los valores de exergía química (117113 kJ/kg),  $c_p$  (14.89 kJ/kg.K) y  $\gamma$  (1.4) para el hidrógeno, la medida de los siguientes parámetros:

- Caudal de hidrógeno producido por el electrolizador (kg/s).
- Temperatura y presión del hidrógeno a la salida del electrolizador ( $T$ ,  $p$ ).
- Temperatura y presión del medio ( $T_0$ ,  $p_0$ )

El caudal de hidrógeno producido se ha medido mediante un caudalímetro de la marca Bronkhorst. Para la medida de la temperatura del hidrógeno generado se ha utilizado una sonda de temperatura de tipo Pt-100 RTF 4-2, y para la medida de la temperatura ambiente se ha empleado un sensor de temperatura modelo 2.1265.10 de la marca THIES-CLIMA. La presión del hidrógeno a la salida del electrolizador se ha medido con un sensor de presión Gems-2200, y la presión del medio con una sonda PTX 7500.

Las lecturas de estos sensores se han registrado minuto a minuto en el panel táctil Simatic Touch Panel TP 277B 6" descrito en el apartado 3.3.2 del Capítulo 3.

Como ejemplo, en la Tabla 4.2 se muestran algunos de los valores de las variables utilizadas para la determinación de los rendimientos energético y exergético del electrolizador. Puede observarse que la exergía del hidrógeno producido es fundamentalmente exergía química siendo pequeña la contribución del valor de la exergía física al valor final por encontrarse el hidrógeno a una presión y temperatura que se desvían poco de los valores de referencia del medio.

Tabla 4.2. Parámetros utilizados para la determinación de los rendimientos energético y exergético del electrolizador.

Local time	$\dot{V}$ (Nml/min)	I (A)	V (V)	T <sub>H2</sub> (°C)	P <sub>H2</sub> (bar)	T <sub>0</sub> (°C)	P <sub>0</sub> (bar)	e <sup>xphy</sup> (kJ/kg)	e <sup>xchem</sup> (kJ/kg)	E <sub>H2</sub> (W)	P(W)	$\eta_{en}$	$\eta_{ex}$
11:00	93.69	2.29	10.75	27.80	4.24	28.36	0.99	4991.46	117113	17.15	24.67	68.14	69.51
11:01	93.39	2.30	10.75	27.80	4.24	28.41	0.99	4993.27	117113	17.09	24.74	67.71	69.07
11:02	93.69	2.29	10.75	27.80	4.24	28.41	0.99	4993.63	117113	17.15	24.67	68.14	69.51
11:03	95.46	2.29	10.75	27.70	4.24	28.36	0.99	4993.03	117113	17.47	24.67	69.43	70.83
11:04	93.39	2.30	10.75	27.70	4.25	28.41	0.99	4994.44	117113	17.09	24.74	67.71	69.07
11:05	95.46	2.29	10.75	27.70	4.25	28.41	0.99	4994.79	117113	17.47	24.67	69.43	70.83
11:06	93.39	2.29	10.75	27.70	4.25	28.36	0.99	4994.28	117113	17.09	24.67	67.92	69.29
11:07	95.46	2.30	10.75	27.80	4.25	28.30	0.99	4993.67	117113	17.47	24.74	69.21	70.61
11:08	93.69	2.32	10.76	27.80	4.25	28.30	0.99	4994.12	117113	17.15	24.91	67.46	68.82
11:09	96.06	2.31	10.76	27.80	4.26	28.30	0.99	4994.92	117113	17.58	24.84	69.38	70.78
11:10	93.98	2.32	10.76	27.80	4.26	28.30	0.99	4995.28	117113	17.20	25.01	67.43	68.78

En la Figura 4.6 aparecen los resultados de un ensayo, realizado a lo largo de una hora, en la que se muestran los valores de la exergía del hidrógeno generado, potencia consumida por el electrolizador y rendimientos energético y exergético del mismo. En la figura se pone de manifiesto que los rendimientos energético y exergético del electrolizador tienen valores aproximados y se mantienen entre un 60 y un 70 %, siendo siempre mayor el rendimiento exergético al energético como consecuencia de que la exergía del hidrógeno es siempre mayor que su contenido energético considerado como poder calorífico inferior. Este resultado es coincidente con el presentado por otros autores (Joshi, 2010).

La forma de diente de sierra que presentan las curvas representativas de la exergía del hidrógeno y las de los rendimientos energético y exergético, se debe a las variaciones del caudal del hidrógeno generado en el electrolizador como consecuencia de su modo de funcionamiento. Como se observa en la Figura 4.7, estas variaciones bruscas de caudal no originan, sin embargo, variaciones simultáneas de corriente (y, por lo tanto, de potencia) por la inercia del propio electrolizador, por lo que sí producen variaciones de los

rendimientos energético y exergetico. Sin embargo, la intensidad sí muestra la tendencia creciente del caudal que provoca, a su vez, un valor creciente de la presión en el interior de la botella de hidruros metálicos.

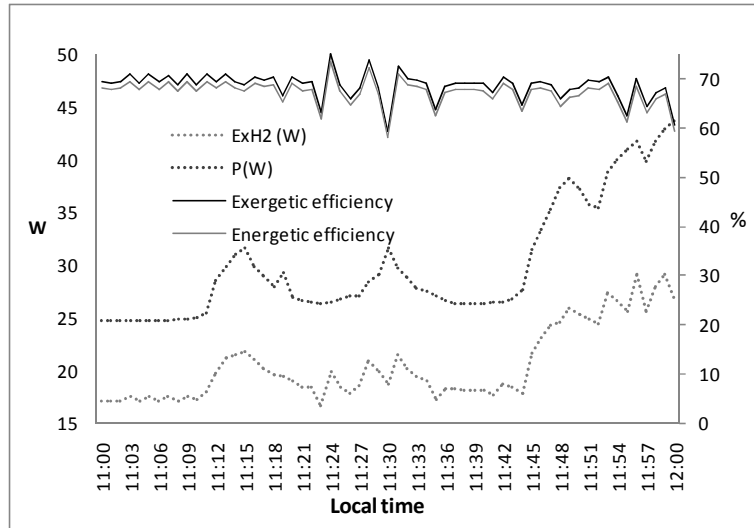


Figura 4.6. Exergía del hidrógeno, potencia consumida, y rendimientos energético y exergetico del electrolizador.

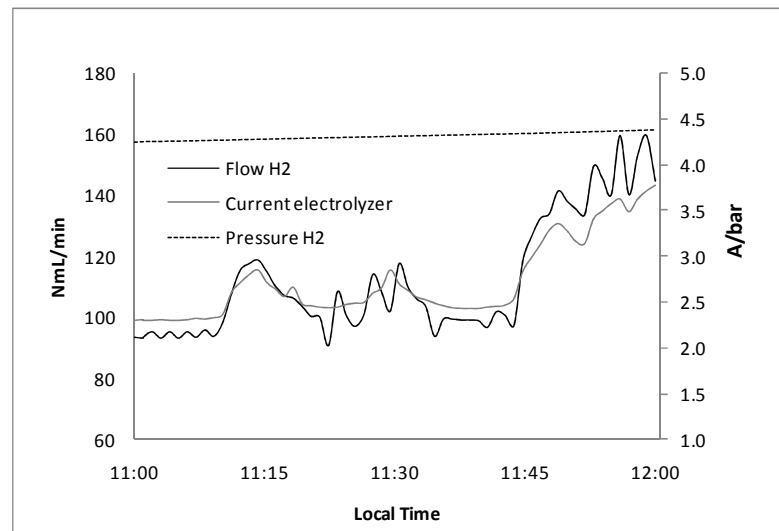


Figura 4.7. Presión del hidrógeno, y caudal y corriente en el electrolizador

Por último, en la Figura 4.8 se muestra la pérdida de exergía que se produce en el electrolizador debida a las irreversibilidades del proceso electroquímico. Esta pérdida se puede obtener como diferencia entre la exergía que entra en el mismo como energía eléctrica y la que sale de él en forma de exergía del hidrógeno producido. En la figura se observa que esta pérdida de exergía está en torno al 30 %.

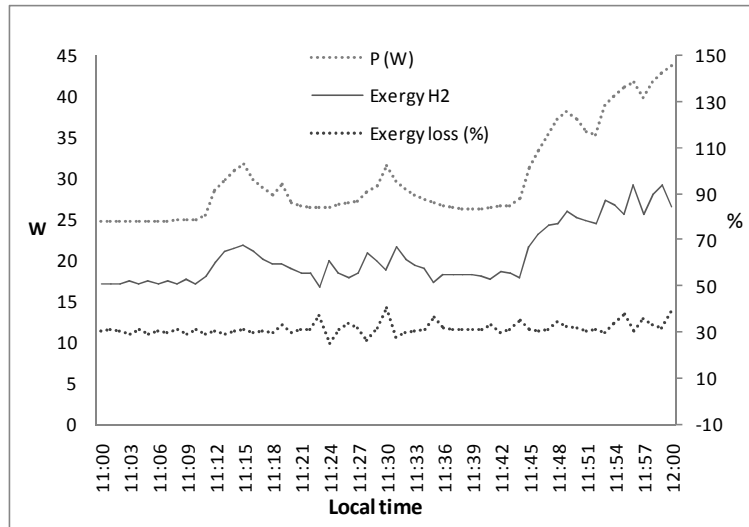
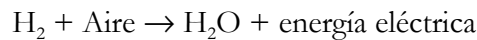


Figura 4.8. Pérdida de exergía en el electrolizador.

#### 4.1.3 Rendimiento exergético de la pila de combustible

En una pila de combustible tipo PEM, usando el aire como oxidante, la reacción que tiene lugar es la siguiente:



De forma análoga a lo expuesto en el análisis del electrolizador, para la pila de combustible se puede definir un rendimiento energético que viene dado por el cociente entre la potencia eléctrica obtenida en la pila y la energía suministrada, expresada en función del poder calorífico inferior del hidrógeno, esto es:

$$\eta_{\text{ene}} = \frac{\text{Power out}}{\dot{m}_{\text{H}_2} \text{LHV}_{\text{H}_2}} \quad (4.10)$$

Esta expresión del rendimiento, basada en la primera ley de la Termodinámica, no hace referencia al rendimiento óptimo de la pila y, por tanto, su aplicación podría resultar engañosa. Sin embargo, la eficiencia desde el punto de vista de la segunda ley o eficiencia exergética, definida como el cociente entre la energía eléctrica producida y el máximo trabajo posible de salida, puede darnos una verdadera medida del rendimiento de la pila. En nuestro caso, considerando despreciables la exergía del aire ambiente y la del agua de salida de la pila, así como la del calor liberado por la misma, dado su pequeño tamaño, la eficiencia exergética de la pila vendrá dada por la expresión:

$$\eta_{\text{exe}} = \frac{\text{Potencia de salida}}{\dot{m}_{\text{H}_2} \text{Ex}_{\text{H}_2}} \quad (4.11)$$

En sistemas más complejos, como los estudiados por otros autores (Kazim, 2004; Kazim, 2005), es necesario tener en cuenta, en el cálculo del rendimiento exergético de la pila, además de la exergía del hidrógeno, la exergía  $\dot{\text{E}}x_1$  de los reactivos (aire e hidrógeno) y la  $\dot{\text{E}}x_2$  de los productos de la reacción electroquímica (aire y agua), así como la exergía del calor liberado por el sistema.

Para la determinación de los rendimientos energético y exergético de la pila de combustible se ha seguido un procedimiento análogo al utilizado en el análisis del electrolizador, midiendo, en este caso, además de la presión y temperatura del medio, la presión y temperatura del hidrógeno que alimenta la pila y la potencia producida por la misma.

En la Tabla 4.3 se muestran algunos de los valores obtenidos (muestreados minuto a minuto) para la determinación de los rendimientos energético y exergético de la pila de combustible. Los valores de estos rendimientos son ahora mucho menores que los obtenidos en el electrolizador, como era de esperar para este tipo de dispositivo, siendo, en este caso, mayor el rendimiento energético que el exergético por figurar la exergía en el denominador de la fracción (4.11). También ahora la exergía química sigue siendo la principal componente de la exergía del hidrógeno por las mismas razones dadas anteriormente.

En la Figura 4.9 aparecen los valores de exergía del hidrógeno de alimentación a la pila, por unidad de tiempo, la potencia eléctrica suministrada por la misma y sus rendimientos energético y exergético. Éstos son los valores obtenidos a lo largo de un ensayo realizado con la pila a lo largo de una hora y son coincidentes con los presentados por otros autores (Yilanci, 2009; Kazim, 2005). Los picos que se observan en la curva de exergía del hidrógeno son debidos a la purga de la pila de combustible que origina un vacío en su interior, a consecuencia del cual se produce una entrada de hidrógeno y un puntual aumento del caudal de alimentación y, por ende, un incremento, también puntual, en el caudal de alimentación de la pila. Estos incrementos puntuales del caudal de alimentación no tienen reflejo en el suministro de potencia eléctrica de la pila por lo que producen una disminución de su rendimiento energético y exergético.

Esto se pone de manifiesto en la Figura 4.10 en la que se observa la inercia que presenta la pila a las variaciones rápidas de caudal. La intensidad suministrada por la misma (y en consecuencia, la potencia) no registra tales variaciones puntuales de caudal, pero sí sigue la tendencia decreciente del caudal de alimentación, que disminuye como consecuencia de la bajada de presión que experimenta la botella de hidruro al ir vaciándose. Como resultado, se producen pérdidas puntuales de exergía que aparecen representadas en la Figura 4.11. En esta misma figura se observa que el valor de estas pérdidas está en torno al 60 %, valor que casi duplica el obtenido en el caso del electrolizador.

Tabla 4.3. Parámetros utilizados para la determinación de los rendimientos energético y exergético de la pila de combustible.

Local time	$\dot{V}$ (NmL/min)	I (A)	V (V)	T <sub>H2</sub> (°C)	P <sub>H2</sub> (bar)	T <sub>0</sub> (°C)	P <sub>0</sub> (bar)	e <sub>xphy</sub> (kJ/kg)	e <sub>xchem</sub> (kJ/kg)	Ex <sub>H2</sub> (W)	P(kW)	$\eta_{en}$	$\eta_{ex}$
12:00	272.25	2.92	4.93	35.88	5.080	29.225	1.00	5178.12	117113	0.050	0.014	29.50	28.87
12:01	225.02	2.92	4.93	35.88	5.078	29.225	1.00	5177.90	117113	0.041	0.014	35.65	34.90
12:02	224.16	2.91	4.90	35.88	5.075	29.225	1.00	5177.23	117113	0.041	0.014	35.44	34.69
12:03	226.08	2.92	4.92	35.88	5.070	29.282	1.00	5177.27	117113	0.041	0.014	35.46	34.70
12:04	224.91	2.92	4.92	35.69	5.066	29.282	1.00	5176.63	117113	0.041	0.014	35.53	34.78
12:05	248.05	2.91	4.90	35.83	5.063	29.225	0.99	5175.12	117113	0.045	0.014	32.00	31.32
12:06	224.64	2.92	4.92	35.88	5.057	29.225	0.99	5174.25	117113	0.041	0.014	35.68	34.92
12:07	224.70	2.92	4.92	36.02	5.054	29.225	1.00	5173.59	117113	0.041	0.014	35.55	34.79
12:08	235.57	2.91	4.89	36.17	5.052	29.225	1.00	5173.32	117113	0.043	0.014	33.68	32.97
12:09	224.32	2.92	4.92	36.17	5.047	29.225	0.99	5172.47	117113	0.041	0.014	35.71	34.96
12:10	224.43	2.91	4.92	36.17	5.044	29.282	0.99	5172.81	117113	0.041	0.014	35.60	34.85

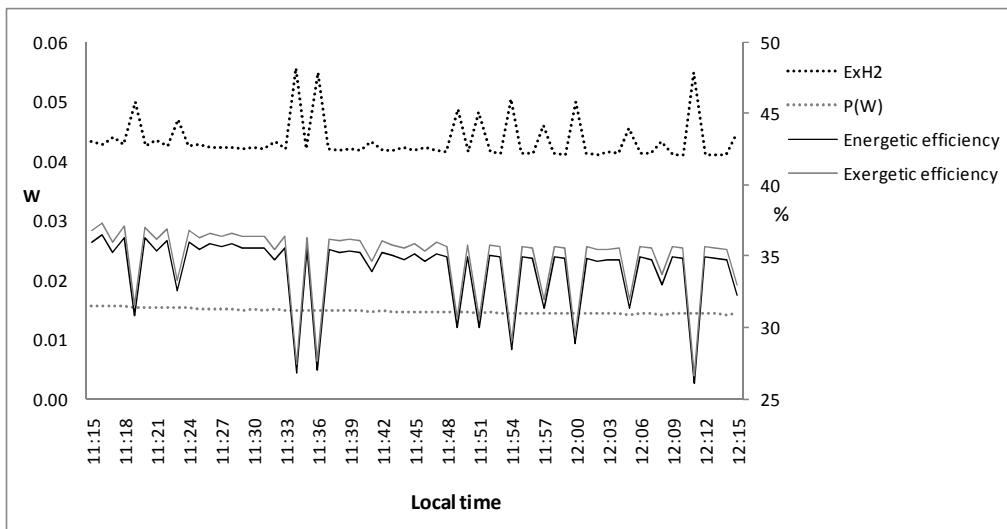




Figura 4.9. Exergía del hidrógeno, potencia, y rendimientos energético y exergético de la pila de combustible.

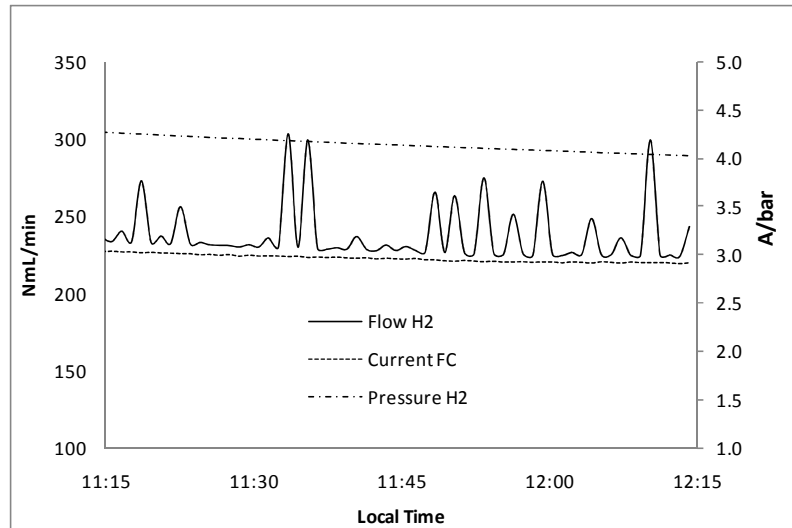


Figura 4.10. Presión, caudal de hidrógeno e intensidad en la pila de combustible.

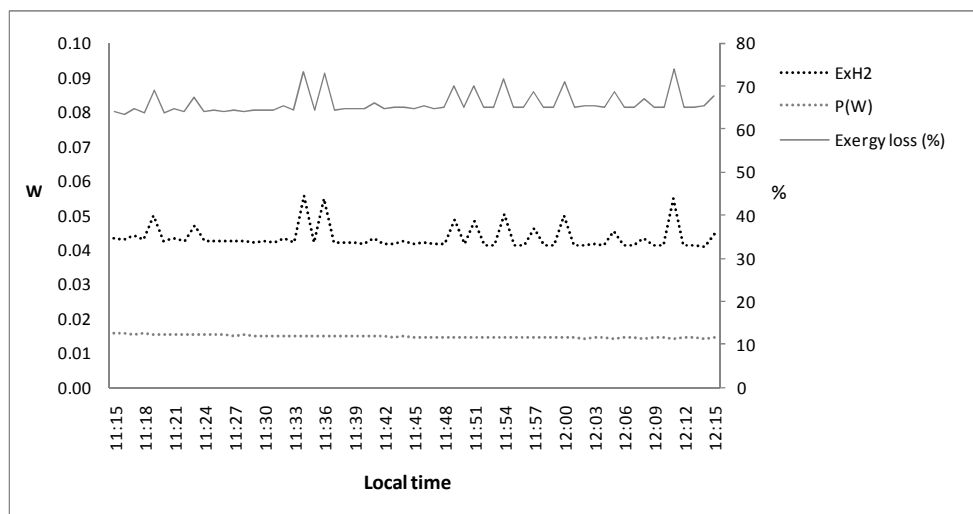


Figura 4.11. Pérdida de exergía en la pila de combustible.

## 4.2 Resultados y propuestas de mejora

Los resultados del análisis exergético realizado han puesto de manifiesto un rendimiento aceptable del electrolizador utilizado ( $\eta_{ex} = 68.75 \%$ ) y un bajo rendimiento

exergético de los módulos fotovoltaicos ( $\eta_{\text{ex}} = 8.39 \%$ ) y, aunque en menor medida, de la pila de combustible ( $\eta_{\text{ex}} = 35.9 \%$ ).

En cuanto al sistema fotovoltaico, el análisis exergético ha revelado el alto contenido de exergía de la radiación solar que es muy poco aprovechada en los actuales módulos de silicio. En nuestro caso concreto, el bajo rendimiento exergético del sistema está relacionado, además, con el modo de funcionamiento del electrolizador. Durante la etapa de realización de este análisis, el electrolizador opera en un punto de trabajo fijo, esto es, la corriente que consume es constante, siendo proporcionada por el generador solar. Cuando aumenta la capacidad de producción de los módulos, el electrolizador no varía su punto de trabajo y no incrementa su producción a pesar de existir un excedente de energía, que, por tanto, se desaprovecha.

Para emplear la energía disponible, el electrolizador debería tener un punto de trabajo variable, de manera que al incrementarse la exergía solar incidente, se incrementasen, siguiendo la misma tendencia, la corriente y potencia consumidas por éste, mejorando el rendimiento exergético del sistema. Dicha modificación del modo de operación del electrolizador constituye una de las mejoras a acometer en la presente Tesis, como se expone en los capítulos 6 y 7.

## **CAPÍTULO 5. ESTIMACIÓN DEL ESTADO DE CARGA DE LA BATERÍA**

En este capítulo se realiza la adaptación, ajuste y validación del método de integración de corriente o contaje de Ah para estimar el estado de carga o SOC (*State Of Charge*) de una batería de gel utilizando valores reales de las variables implicadas. Esta batería constituye el bus DC del banco de ensayo, de manera que la estimación del SOC obtenida se emplea como parámetro de control para la gestión energética del sistema, como se comenta en el siguiente capítulo. El cálculo de dicho valor estimado del SOC se lleva a cabo en tiempo real mediante el PLC del sistema de automatización y supervisión del banco de ensayo.

### **5.1 Método para estimar el SOC de la batería del banco de ensayo**

El cálculo del valor estimado del SOC se aplica sobre la batería de plomo-ácido, de tipo VRLA con electrolito gelificado, modelo RA12-85G, que constituye el bus DC del

sistema híbrido eólico-solar. Su capacidad nominal son 85 Ah, suficiente para asegurar su recarga y la autonomía del sistema, evitando daños debidos a descargas profundas. Las características técnicas de esta batería son las mostradas en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Características técnicas de la batería RA12-85G.

Tensión nominal	12 V
Capacidad en 20 h.	85 Ah
Número de celdas	6
Límite recomendado de corriente de descarga	17 A
Tasa de auto-descarga	3 %/mes
Temperatura normal de operación	25°C ± 5°C
Resistencia interna	6 mΩ
Peso	26 kg
Ciclos disponibles para 100% de descarga	400

Como se expuso en el apartado 3 del Capítulo relativo al Estado del Arte, el SOC de una batería o acumulador electroquímico es la fracción de la capacidad actual en cualquier instante dado en relación a su capacidad nominal (Ipsakis, 2009):

$$\text{SOC} = \frac{C}{C_{\text{nom}}} \quad (5.1)$$

donde C es la capacidad actual (disponible) de la batería y  $C_{\text{nom}}$  es su capacidad nominal. Dicho de otro modo, el SOC mide el nivel de carga disponible de la batería con respecto a su valor nominal. Se representa habitualmente como porcentaje.

Las baterías de plomo-ácido utilizadas en sistemas híbridos eólico-solares operan bajo condiciones muy específicas, tal que resulta muy difícil predecir cuándo la energía será

extraída de la batería o suministrada a la misma. Además, las baterías, al igual que como el resto de sistemas de acumulación, no son ideales, se producen pérdidas durante los procesos de carga y descarga, y también durante los periodos en que la batería permanece en almacén, esto es, sin uso.

El método estudiado y validado en el presente capítulo es el denominado de contaje de Ah o de integración de corriente. Consiste en estimar la energía remanente de la batería mediante la suma acumulada de la carga transferida hacia o desde la batería, es decir, mediante la integración de las corrientes de carga y descarga a lo largo de los periodos de funcionamiento (Ng, 2009). Por ello, se necesita conocer el tiempo de carga y descarga, la corriente de la batería y el SOC en el estado inicial (Zhou, 2008).

Teniendo estos factores en cuenta, el SOC de una batería en un instante  $t$  puede ser estimado a partir de la expresión

$$\text{SOC}(t) = \text{SOC}(t - 1) \cdot \left(1 - \frac{\sigma \cdot \Delta t}{30 \cdot 24 \cdot 3600}\right) + \frac{\Delta t \cdot I_{\text{bat}}(t) \cdot \eta_{\text{bat}}}{C_{\text{nom}} \cdot 3600} \quad (5.2)$$

donde  $\sigma$  es el factor de auto-descarga mensual que depende de la carga acumulada y del estado de salud de la batería ( $\text{mes}^{-1}$ );  $\Delta t$  es el intervalo de tiempo (s) usado para calcular el SOC;  $I_{\text{bat}}(t)$  es la corriente de la batería (A) extraída o suministrada en el instante  $t$ ;  $C_{\text{nom}}$  (Ah) es la capacidad nominal de la batería; y  $\eta_{\text{bat}}$  es la eficiencia de carga y descarga de la batería (Yang, 2009).

Durante la descarga de la batería, no hay oposición hacia dicha descarga, por lo que el factor de eficiencia puede considerarse del 100%. Sin embargo, durante un proceso de carga, la eficiencia es menor debido al hecho de que sólo una parte de la energía de entrada es realmente acumulada (Zhou, 2008). Por esta causa, con objeto de simplificar los cálculos manteniendo la suficiente precisión, en trabajos de otros autores (Ipsakis, 2009; Ziogou, 2011) y en la presente Tesis, se utiliza un valor medio del 95% para el factor de eficiencia de carga y descarga de la batería.

### 5.1.2 Corrección de la capacidad según la temperatura

Por su parte, la capacidad de la batería depende de la temperatura, de manera que disminuye cuando lo hace la temperatura de la batería. Para corregir la capacidad nominal de la batería por el efecto de la temperatura, diferentes procedimientos han sido propuestos

por Zhou (Zhou, 2008), Çadirci (Çadirci, 2004) y Dürr (Dürr, 2006). Estos dos últimos se basan en las curvas de capacidad nominal frente a temperatura proporcionadas por el fabricante de la batería. En el presente trabajo se siguió el mismo procedimiento. Se utiliza un factor para compensar la capacidad de la batería según la temperatura, denominado CF, *Capacity Factor*, que es multiplicado por el valor nominal de la misma para calcular el valor de capacidad correspondiente a las condiciones de temperatura existentes. En las hojas de características de la batería RA12-85DG, empleada en el banco de ensayo, se incluye una tabla con datos de dicho factor según la temperatura como se aprecia en la Tabla 5.2:

Tabla 5.2. Valores del factor de capacidad y la temperatura para la batería RA12-85G.

T <sup>a</sup>	-20 °C	-10 °C	0 °C	5 °C	10 °C	20 °C	25 °C	30 °C	40 °C	45 °C
CF	50%	70%	83%	85%	90%	98%	100%	102%	104%	105%

Se representaron los datos contenidos en la anterior tabla y se ajustó una curva de regresión, según muestra la Figura 5.1. La función que define esta curva y, por tanto, dicho factor, expresado como porcentaje, a partir de la temperatura, en grados Celsius (°C), es la siguiente:

$$CF = 1.37 \cdot 10^{-4} \cdot T^3 - 1.94 \cdot 10^{-2} \cdot T^2 + 1.113 \cdot T + 81.797 \quad (5.3)$$

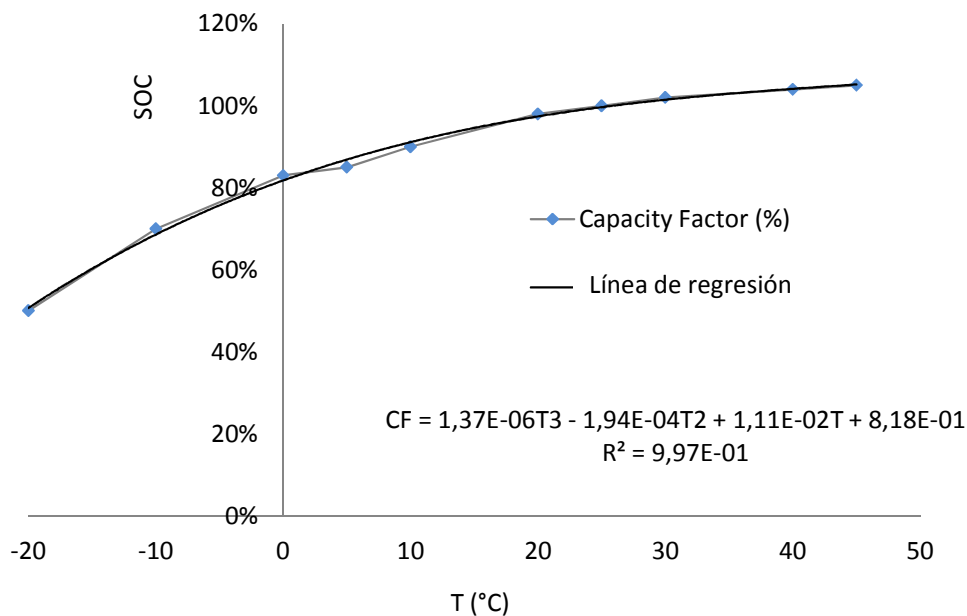


Figura 5.1. Relación entre el factor de compensación de capacidad por temperatura y la temperatura.

Esta corrección de la capacidad de la batería por la temperatura no es tenida en cuenta en numerosos trabajos relativos al control de SHP que emplean una estimación del SOC como parámetro de control. Algunos ejemplos son los estudios de (Ipsakis, 2009), (Ziougou, 2011), (Zhang, 2012), (Ziougou, 2013), (Luna, 2012), y (Chen, 2013).

### 5.1.3 Método Trapezoidal para estimar el SOC

En el método de cálculo del SOC por integración de corriente se considera constante la corriente de la batería durante el intervalo de tiempo  $\Delta t$ , de modo que se aproxima el área de la curva  $I_{bat}=f(t)$  por la suma de las áreas de los rectángulos de base  $\Delta t$  y altura  $I_{bat}$ . Sin embargo, en el caso general, la corriente de la batería puede no ser constante durante dicho intervalo, máxime tratándose de fuentes de energía como la solar y la eólica con un importante carácter aleatorio.

Por ello, para reducir el error cometido en la aproximación se puede hacer el valor del periodo de tiempo considerado tan pequeño como permitan los equipos de adquisición y tratamiento de datos. En nuestro caso, la lectura de las magnitudes registradas por los sensores se lleva a cabo en cada ciclo de programa del PLC. Este equipo permite programar el cálculo del SOC con un periodo de ejecución incluso menor de 1 segundo, pero se ha seleccionado un intervalo de 10 segundos por considerarlo suficientemente pequeño para lograr buena precisión en el valor obtenido del SOC sin ocupar la CPU del autómatas en realizar cálculos que no mejorarían significativamente la estimación del SOC.

Tras las pruebas realizadas, los datos obtenidos arrojan una diferencia menor del 0.2% en los valores estimados del SOC con respecto a los valores resultantes usando un intervalo de tiempo de 60 segundos. Esto se debe a que la principal contribución de energía a la batería procede de los módulos fotovoltaicos, cuya variabilidad es pequeña durante intervalos de tiempo tan cortos. Esta diferencia no se considera significativa ya que el SOC se encuentra en el rango 70%-95%.

Con objeto de aumentar la precisión de este método, se consideró una posible mejora en el cálculo de la energía suministrada a la batería empleando el Método

Trapezoidal. Éste consiste en utilizar la regla del trapecio para aproximar el área encerrada bajo la curva de la corriente de la batería por el área del trapecio rectángulo cuya altura es  $\Delta t$  y cuyas bases son las corrientes en  $t-\Delta t$  y en  $t$ , como se aprecia en la figura 5.2.

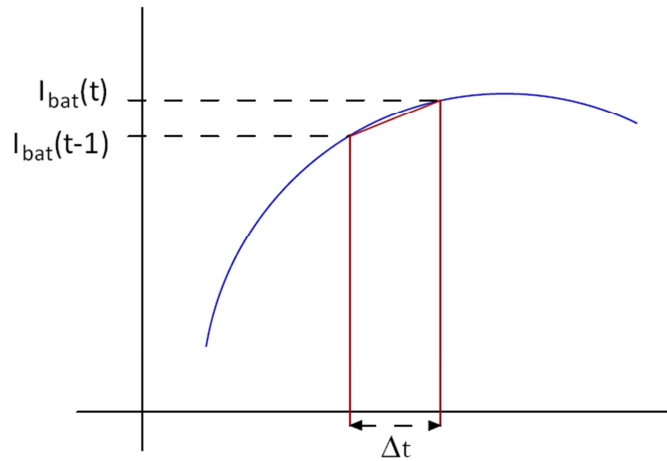


Figura 5.2. Aproximación del área por el Método Trapezoidal para estimar el SOC de la batería.

Este método de cálculo incrementa la precisión al disminuir el error cometido en la aproximación (el análisis matemático de los errores se sale de los objetivos de este trabajo) y en el código de programación del autómata tan sólo implica incluir algunas instrucciones más con respecto al modo rectangular. Esta propuesta ha sido implementada en el autómata con los dos periodos de tiempo antes mencionados, 10 y 60 segundos. La ecuación correspondiente es:

$$\text{-----} \quad \text{-----} \quad \text{-----} \quad (5.4)$$

Los resultados obtenidos durante dos semanas de funcionamiento mostraron que el valor medio estimado del SOC con el Método Trapezoidal fue un 0.02% mayor que con el método rectangular tomando un intervalo de tiempo de 10 segundos, y un 0.0008% mayor en el supuesto de 60 segundos de intervalo. De manera similar al caso anterior, la lentitud en la variación de la irradiancia solar incidente en el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos da lugar a pequeñas diferencias entre los dos métodos de cálculo.

Sin embargo, a pesar de las pequeñas diferencias, se ha decidido usar como parámetro para el control del sistema el SOC estimado mediante el Método Trapezoidal

aplicando un intervalo de tiempo de 10 segundos debido a la mayor precisión teórica de este procedimiento especialmente para periodos pequeños de tiempo. En caso de tener que usar un intervalo mayor por causa de restricciones de tiempo asociadas a la adquisición y procesamiento de datos o por algún otro motivo, los valores estimados del SOC serían más precisos al emplear dicho método.

## 5.2 Desarrollo experimental

Con objeto de ajustar y validar el método de estimación del SOC de la batería se ha realizado una serie de ensayos y pruebas sobre la misma. Éstos se han desarrollado utilizando dispositivos de medida y adquisición de datos para monitorizar las variables implicadas, y equipos para la carga y descarga de la batería. El sistema de automatización y supervisión del banco de ensayo incluye los dispositivos de medida y registro de datos necesarios para llevar a cabo el cálculo de la estimación del SOC.

Las variables monitorizadas durante los experimentos de la batería son su tensión, su corriente de entrada o salida, y la temperatura ambiente del laboratorio en que se ubica.

Según se describió en el Capítulo 2, el PLC cuenta con unos módulos electrónicos para la conexión de sensores analógicos con señal de salida en tensión y en corriente, modelos SP331 y SP334 de Siemens. Para la medida de corriente se usa un transductor de efecto *Hall* modelo LA 25-NP con un rango de entrada de  $\pm 25$  A y cuya señal de salida es 1 mA por cada Amperio de corriente de entrada. El voltaje de la batería se mide con un divisor de tensión de precisión que presenta una tensión de salida igual a la mitad de su entrada para así ajustarse al rango de entrada del canal de medida del módulo electrónico del PLC, 0-10 V. La temperatura de la batería se considera igual a la del laboratorio, siendo ésta registrada por una sonda Pt-100 modelo T19.10 de Wika, con una señal de salida 4-20 mA.

La Figura 5.3 muestra el esquema de conexiones del sistema de automatización y supervisión para desarrollar los ensayos sobre la batería.



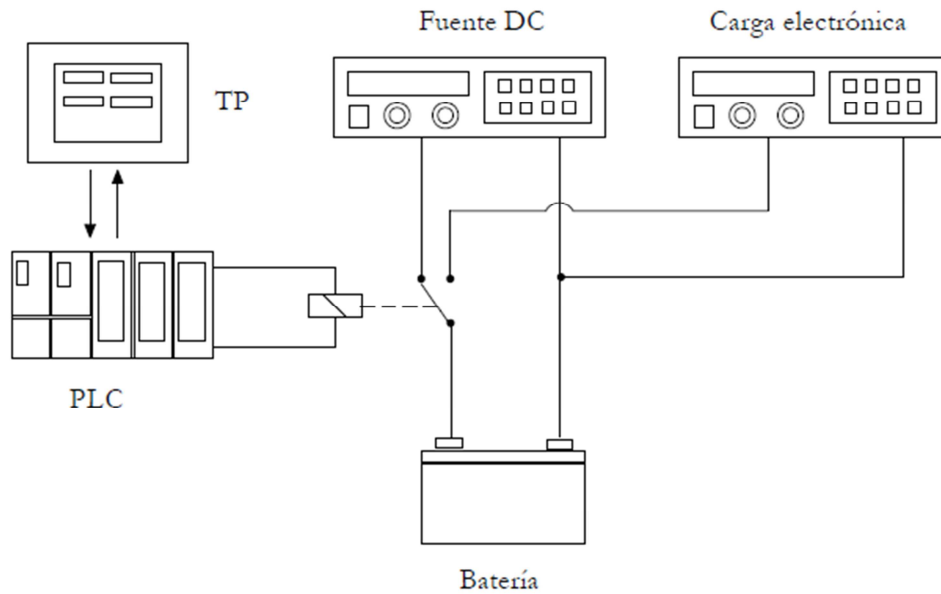


Figura 5.3. Esquema de conexionado del sistema de automatización y supervisión para realizar los ensayos de carga y descarga de la batería.

Las lecturas de las variables son adquiridas en cada ciclo de programa del PLC, si bien se almacenan cada minuto en la memoria del panel de operador TP 277B conectado a aquél.

El algoritmo aplicado para estimar el estado de carga de la batería requiere como datos de entrada la eficiencia de carga/descarga de la batería,  $\eta_{bat}$ , su capacidad nominal,  $C_{nom}$ , la tasa de autodescarga,  $\sigma$ , el intervalo de tiempo a emplear,  $\Delta t$ , y el valor del instante anterior de la corriente de la batería en el caso del Método Trapezoidal. Estos valores se almacenan en la memoria local del autómatas para ser utilizados durante los cálculos. De forma similar, los valores del SOC calculados para cada método y para cada intervalo de tiempo manejado, se guardan también en la memoria del PLC para ser utilizados en la siguiente iteración. Igualmente, además de ser mostrados en tiempo real, estos valores se registran en la memoria del TP con la cadencia indicada de 1 min. La Figura 5.4 contiene la pantalla del TP asociada a la batería, en la que se visualizan los valores de su corriente y tensión, así como las estimaciones del SOC según ambos métodos con los dos intervalos de tiempo considerados.

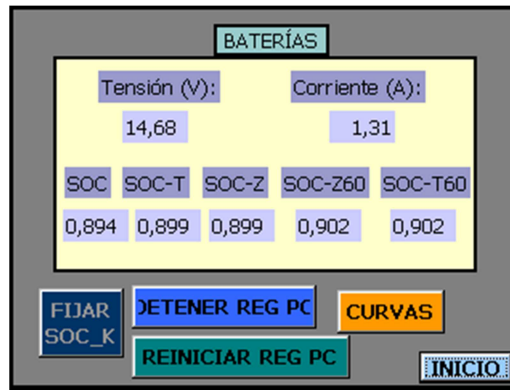


Figura 5.4. Pantalla del TP para visualización de variables de la batería y estimaciones del SOC.

Si el modelo de batería cambia, el procedimiento para estimar el SOC sigue siendo válido, pero es necesario modificar los parámetros de entrada antes mencionados en la memoria del PLC de acuerdo a las características proporcionadas por el fabricante.

El programa utilizado para implementar este algoritmo en el autómata ha sido el software de configuración STEP7, mientras que WinCC flexible se ha empleado para introducir las modificaciones adecuadas en la aplicación del TP, ambos de Siemens.

Una prestación adicional es la posibilidad de introducir el valor del SOC directamente a través del TP, protegido mediante contraseña para evitar errores. De esta forma el usuario u operador puede corregir el valor si fuera necesario en situaciones de ensayos de la batería, o en caso de errores o paradas inesperadas del sistema de control, o de manipulaciones de la batería para fines de mantenimiento.

Para realizar los ensayos de carga y descarga de la batería se han utilizado dispositivos adicionales a los ya comentados. Una fuente de alimentación DC modelo HP 6642A se ha empleado para cargar la batería, con rangos de salida de 0-20 V y 0-10 A. Para los procesos de descarga se ha recurrido a la carga electrónica programable modelo HP 6063B, con rangos de entrada de 3-240 V y 0-10 A. Estos equipos han permitido configurar los valores de corriente y tensión requeridos para los ensayos.

La Figura 5.5 contiene el flujograma del método de estimación del SOC. Debido a la naturaleza intermitente de las fuentes solar y eólica, la corriente de la batería, extraída o suministrada, está sometida a rápidas e incluso grandes variaciones. Por ello, para lograr mayor precisión y fiabilidad, el código correspondiente ha sido programado en una subrutina que se ejecuta cíclicamente cada 10 segundos.

La secuencia ilustrada en el diagrama de flujo es la siguiente. El primer paso consiste en la adquisición de la información de entrada antes descrita, esto es, la corriente que entra o sale de la batería,  $I_{\text{bat}}(k)$ , y la temperatura del laboratorio,  $T^a(k)$ . A continuación se lleva a cabo el cálculo del factor de compensación de la capacidad, CF, a partir de la temperatura medida en el laboratorio según la ecuación 5.3. El siguiente paso es obtener la capacidad corregida de la batería,  $C_c$ , mediante la multiplicación de dicho factor y la capacidad nominal. Después se realiza la actualización del último valor del SOC, es decir, el valor final calculado en la iteración previa constituye el valor anterior del SOC sobre el que se aplica la corrección por auto-descarga. Esta última corrección se realiza multiplicando el SOC de la iteración precedente por  $1-\sigma$ , a fin de considerar la pérdida producida por auto-descarga durante el intervalo  $\Delta t$ , dando lugar al valor denominado  $\text{SOC}_s$ .

A partir de este punto se distingue entre el método rectangular y el trapezoidal, si bien los pasos a ejecutar son los mismos, hallándose la diferencia en la fórmula que se aplica. En el caso del método rectangular, el incremento de carga en la batería,  $\Delta Q$ , se obtiene como el producto de la eficiencia de carga/descarga de la batería y el área del rectángulo que tiene por base el intervalo de tiempo considerado,  $\Delta t$ , y por altura la corriente de la batería,  $I_{\text{bat}}(k)$ . Para el Método Trapezoidal, el área del trapecio rectángulo resulta de la semisuma de sus bases,  $I_{\text{bat}}(k)$  y  $I_{\text{bat}}(k-1)$ , por su altura,  $\Delta t$ .

Después, se calcula la variación del SOC,  $\Delta\text{SOC}$ , como el cociente entre el incremento de carga y la capacidad de la batería corregida. El estado de carga en la iteración actual se obtiene como la suma del SOC restante tras la auto-descarga,  $\text{SOC}_s$  y de la variación del SOC,  $\Delta\text{SOC}$ . Por último, los valores resultantes para ambos métodos se almacenan tanto en la memoria del PLC, para posteriores iteraciones, como en la memoria del TP, para su registro, además de visualizarse en dicho TP.

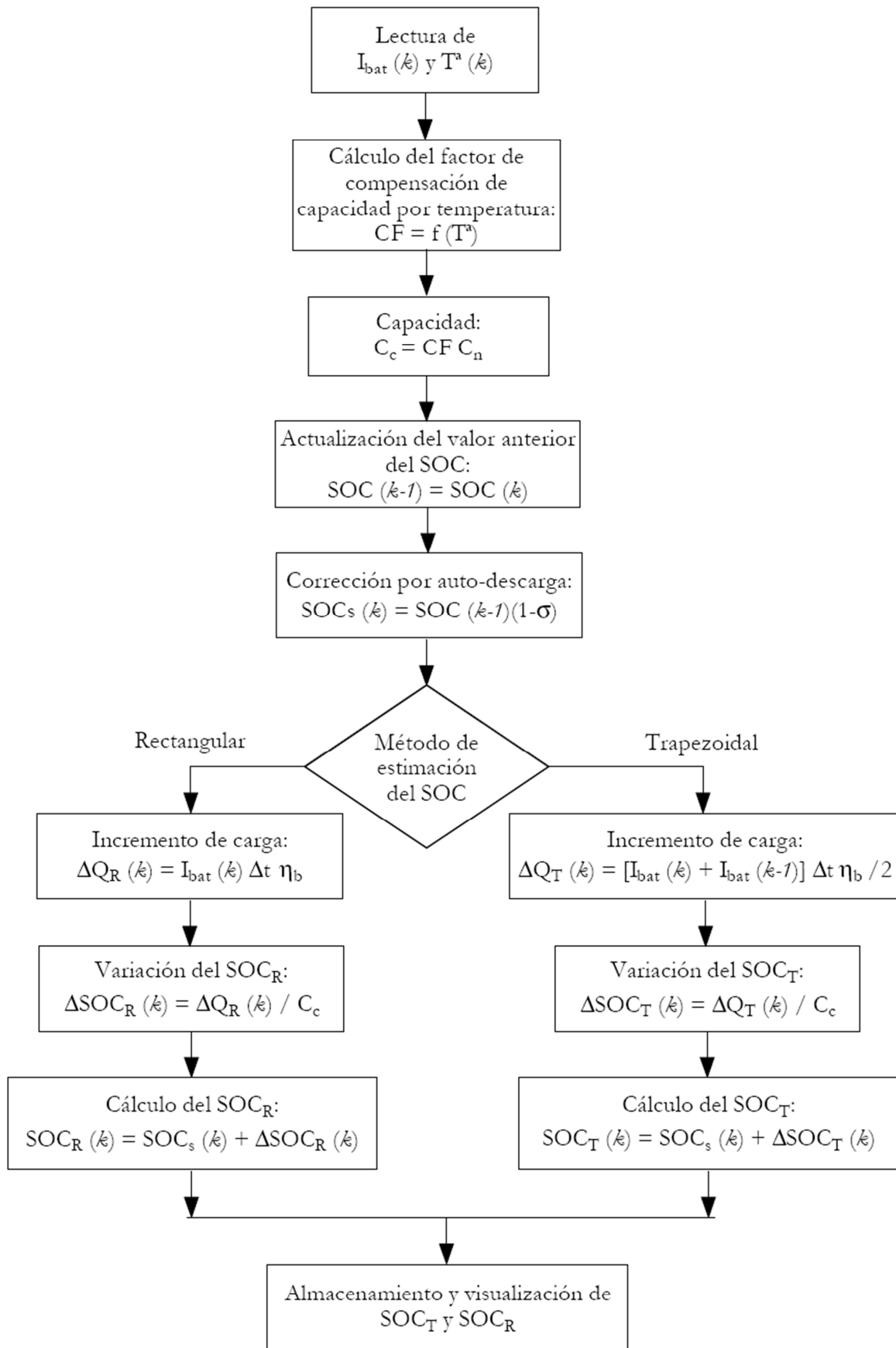


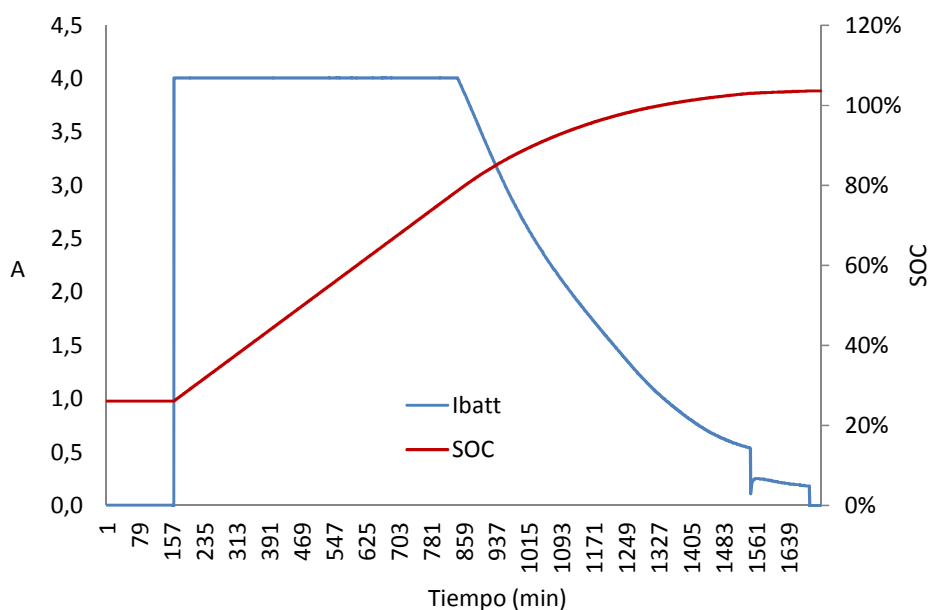
Figura 5.5. Diagrama de flujo del algoritmo para la estimación del SOC.

### 5.3 Resultados del método propuesto

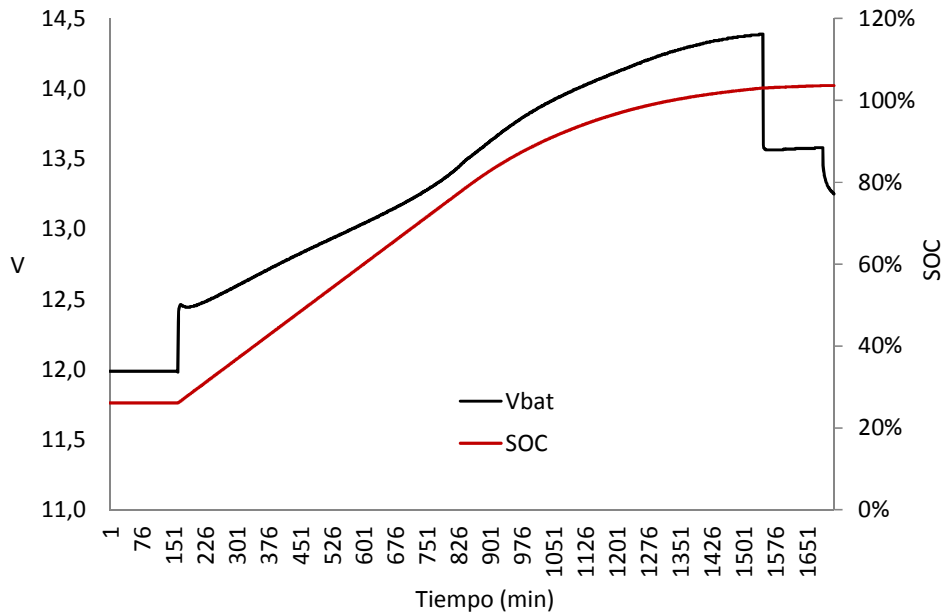
#### 5.3.1 Determinación del SOC inicial

Para ajustar el SOC inicial a un valor del 100%, se llevó a cabo un proceso de carga de la batería según se describe a continuación. En primer lugar, la fuente de alimentación DC se configuró para aplicar una corriente constante de 4 A con un límite superior de tensión de 14.5 V a fin de prevenir sobrecargas. La corriente de entrada a la batería se mantuvo constante en dicho valor de 4 A hasta que el voltaje de la misma alcanzó 13.5 V, momento a partir del cual la diferencia de tensión no era suficiente para proporcionar los 4 A por lo que la corriente decrecía mientras el voltaje aumentaba.

Cuando la tensión de la batería alcanzó el voltaje de ciclo de servicio de acuerdo a las indicaciones del fabricante, 14.4 V, la corriente cayó por debajo de 0.5 A (Çadirci, 2004), por lo que comenzó la carga de flotación a una tensión constante de 13.6 V. La Figura 5.6 recoge la evolución de la corriente, tensión y SOC de la batería a lo largo de las 24 horas de duración del proceso descrito.



(a)



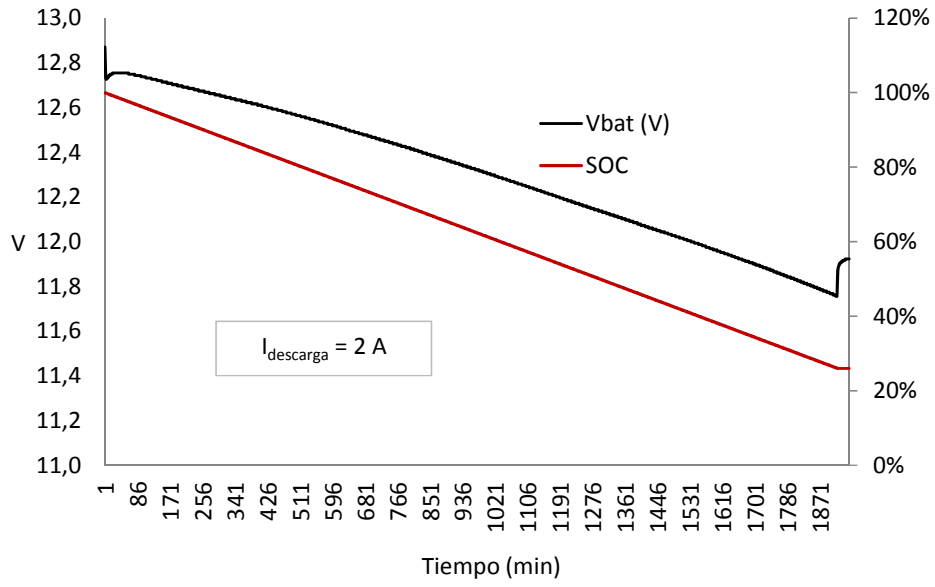
(b)

Figura 5.6. (a) Corriente y SOC, (b) voltaje y SOC de la batería para la determinación del SOC inicial.

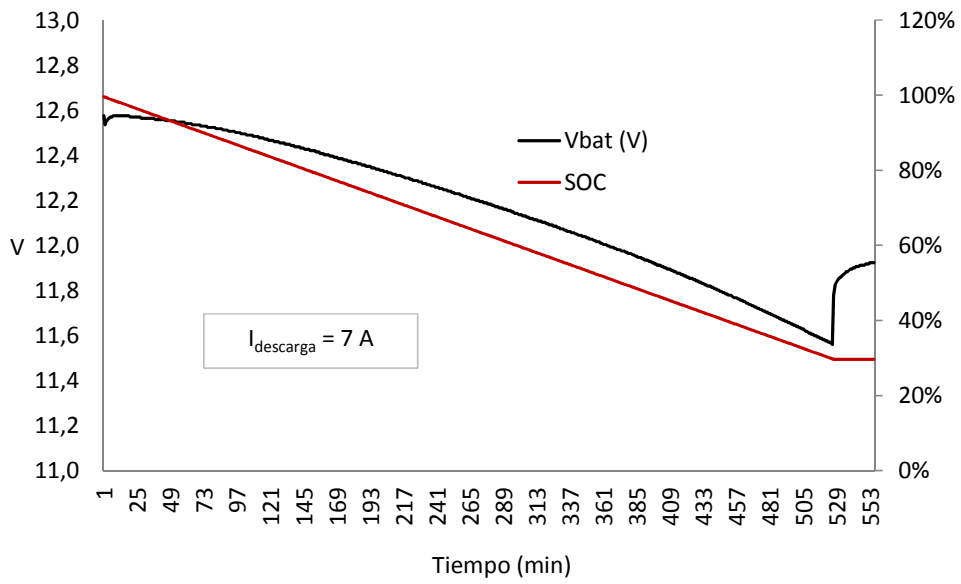
### 5.3.2 Ensayos de descarga

La batería fue descargada a diferentes corrientes con objeto de estudiar la evolución del SOC y de la tensión. Se llevaron a cabo dos ensayos, con valores de corriente de descarga de 2 y 7 A cada uno de ellos. Los datos obtenidos del SOC y de la tensión de la batería para ambos ensayos se muestran en la Figura 5.7. En ambos casos, el SOC inicial fue ajustado al 100% mediante un proceso de carga completa como se ha descrito en el subapartado anterior. A partir de ese estado, la batería se descargó hasta que el SOC estimado alcanzó un valor próximo al 30% para evitar daños causados por descargas profundas.

Estos ensayos fueron realizados utilizando la carga electrónica programable sin interferencia de fuentes energéticas de ningún tipo. Obviamente, como muestran las gráficas de la figura, el SOC de la batería disminuyó más rápido cuando la corriente de descarga era mayor.



(a)



(b)

Figura 5.7. Tensión y SOC de la batería durante los ensayos de descarga. (a)  $I_{descarga} = 2\text{ A}$ , (b)

$I_{descarga} = 7\text{ A}$ .

### 5.3.3 Determinación de la relación SOC-VOC

Para estudiar la relación entre el SOC y la VOC, se han realizado ensayos de carga y descarga a corriente constante y de pequeño valor, con desconexión automática de la batería. Para ello se utilizó un relé de 24 VDC conectado a una salida digital del autómeta, según ilustra la Figura 5.3. Se programó el PLC para desconectar la fuente de alimentación o la carga electrónica (según el tipo de ensayo) tras un periodo de tiempo de carga o descarga definido (1 hora), respectivamente. El voltaje de la batería se recupera y estabiliza hasta alcanzar la tensión de circuito abierto, VOC, que está linealmente relacionada con el SOC (Piller, 2001). La Figura 5.8 ilustra los datos resultantes de los ensayos tanto de carga como de descarga. El ajuste de regresión lineal para el proceso de carga es:

$$\text{SOC} = 0.676 \cdot \text{VOC} - 7.894 \quad (5.5)$$

con un coeficiente de determinación de 0.998. Para el proceso de descarga, la recta de regresión responde a la ecuación

$$\text{SOC} = 0.643 \cdot \text{VOC} - 7.419 \quad (5.6)$$

con un coeficiente de determinación de 0.997.

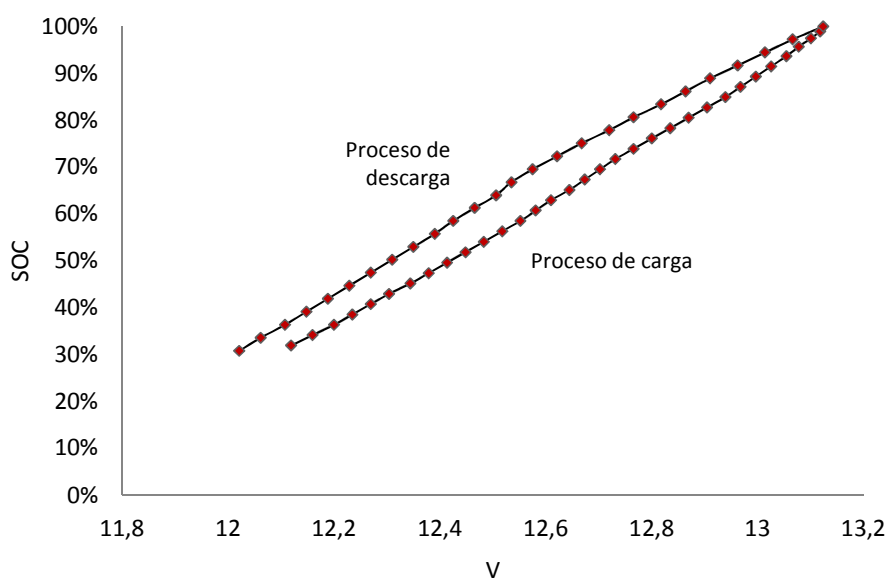


Figura 5.8. Relación entre el SOC y la VOC de la batería para los procesos de carga y descarga.



#### 5.4 Datos del SOC durante 1 mes de funcionamiento

A continuación se muestran los datos relativos al SOC estimado según el procedimiento descrito durante el funcionamiento del banco de ensayo durante el mes de agosto de 2011. Cabe mencionar que durante dicho periodo el punto de trabajo del electrolizador es establecido según la estrategia descrita en el apartado 6.1 del próximo capítulo, incluyendo ya el SOC estimado como variable de control.

En la Figura 5.9 se representa la variación de los valores máximo, mínimo y medio diarios del SOC de la batería del banco de ensayo para el mes de agosto de 2011.

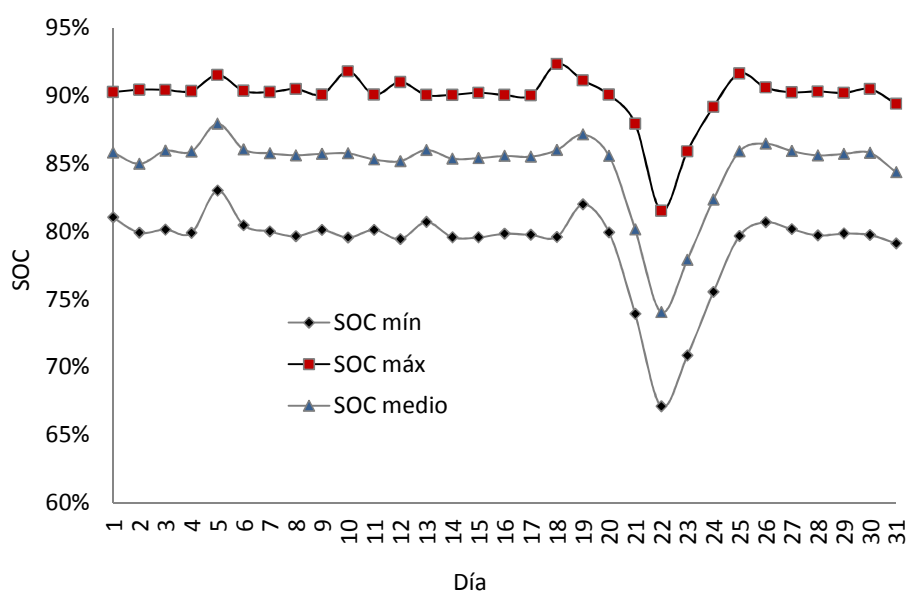


Figura 5.9. Valores máximo, mínimo y medio del SOC de la batería durante el mes de agosto de 2011.

Los valores de estado de carga que aparecen en el gráfico son coherentes con los balances energéticos que se muestran en las Figuras 5.10 y 5.11. En la Figura 5.10 se muestra el valor de la energía neta diaria recibida por la batería (Ah). Estos valores son el resultado de restar a las contribuciones diarias de energía eólica y fotovoltaica aportadas (que se representan con valores positivos), el consumo del electrolizador y de la carga conectada (representado por valores negativos) en la Figura 5.11. Es especialmente interesante el análisis del comportamiento de la batería los días 5, 18 y 22 de Agosto, en los que se pone de manifiesto el aumento o la disminución del SOC como consecuencia de la variación entre la energía recibida y aportada por la batería.

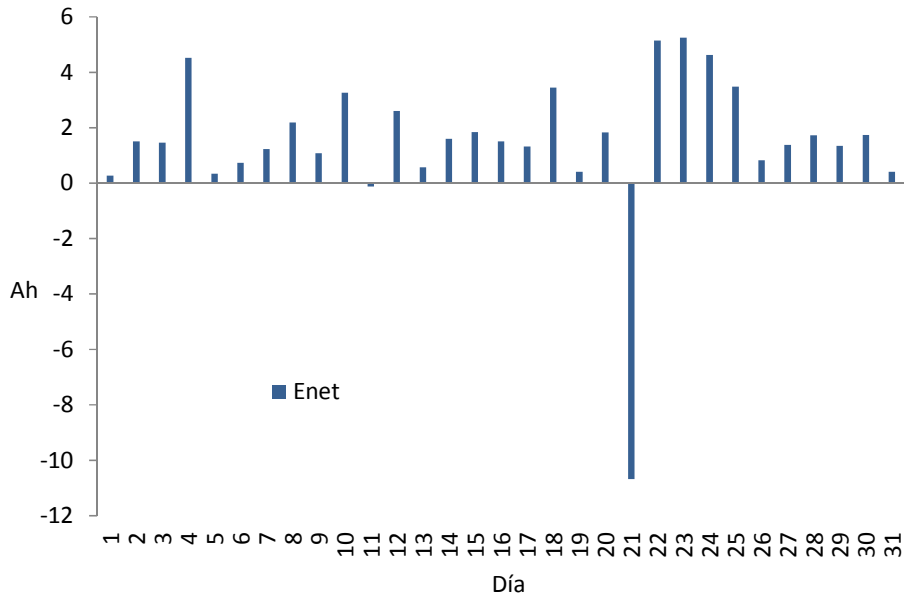


Figura 5.10. Energía neta suministrada a la batería durante el mes de agosto de 2011.

El día 4 la energía neta suministrada a la batería es muy elevada debido a la aportación de energía eólica, de modo que, por efecto acumulativo, el día 5 la batería alcanza un SOC mayor que los días anteriores, como se observa en la Figura 5.9. Por su parte, el día 18 presenta el mayor SOC de la batería alcanzado, un 92%, debido a que, como se aprecia en la Figura 5.11, la batería dispone de más energía para ser cargada al no funcionar el electrolizador.

El caso opuesto corresponde al menor valor presentado por el SOC de la batería, un 67.1%, el día 22. El día 21 la aportación del generador fotovoltaico fue muy reducida por tratarse de un día nublado como se puede comprobar en la Figura 5.11, por lo que el SOC de la batería disminuyó sensiblemente al encargarse ésta de satisfacer la demanda de la carga conectada, como se aprecia en la Figura 5.10. Así, durante la noche del día 22, la batería siguió descargándose para alimentar la carga, alcanzando el SOC su menor valor alrededor de las 9 a.m. En cualquier caso, se trata de un valor que no daña la batería por exceso de descarga.

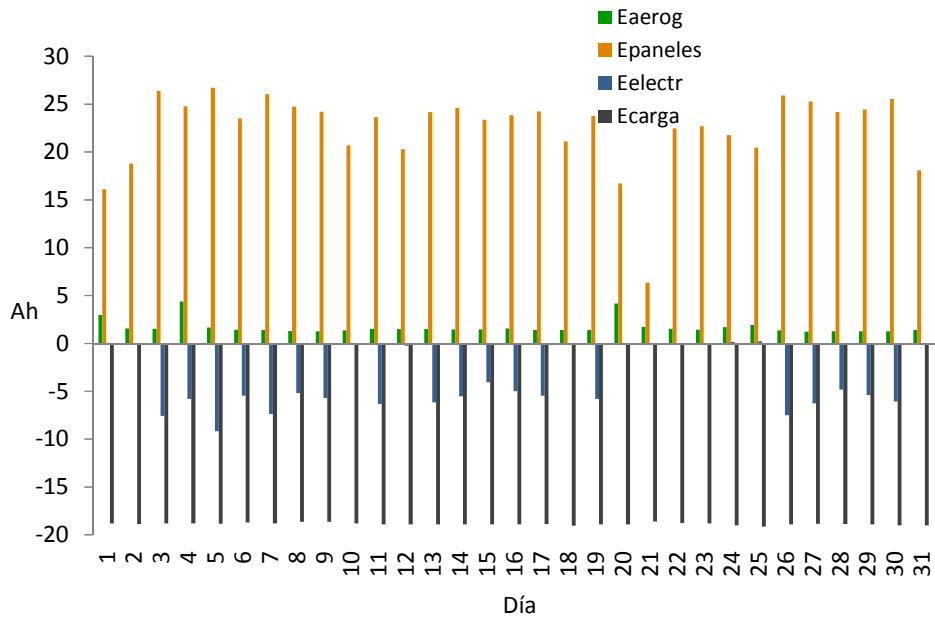


Figura 5.11. Energía suministrada y recibida por la batería durante el mes de agosto de 2011.

Durante los días posteriores, se observa en la Figura 5.9 que la batería tarda en recuperar el nivel de carga, hasta que el día 26 el electrolizador vuelve a entrar en funcionamiento al alcanzar el SOC el umbral del 90% y cumplirse el resto de condiciones establecidas en el sistema de control.

## **CAPÍTULO 6. DETERMINACIÓN DEL PUNTO DE TRABAJO DEL ELECTROLIZADOR**

En este capítulo se explica en primer lugar la relevancia del electrolizador en el comportamiento del sistema para mejorar el aprovechamiento del excedente energético disponible. A continuación se describen las condiciones y modos de operación del generador de hidrógeno. Tras ello, se expone una estrategia de gestión del punto de trabajo de este dispositivo desarrollada a partir de datos experimentales. Por último, se comenta la inclusión del valor estimado del SOC en el algoritmo de funcionamiento tanto del electrolizador como de la pila de combustible. La estrategia empleada durante la siguiente etapa se basa en el control borroso y es desarrollada en el próximo capítulo de la Tesis.

### **6.1 Funciones del sistema de automatización y supervisión**

En el apartado 3.3 del capítulo dedicado a la descripción del sistema, se describieron las funciones y componentes del sistema de automatización y supervisión del banco de ensayo empleado en esta Tesis. En este punto, se realiza una breve mención del algoritmo de control general de dicho banco para contextualizar el resto del capítulo.

Tal como se expuso, la gestión energética del banco de ensayo recae sobre el sistema de automatización, que gobierna las interacciones entre los subsistemas tanto de generación como de consumo de potencia, haciendo frente a la variabilidad de las fuentes eólica y solar. Además, proporciona una operación fiable y en condiciones de seguridad al tener en consideración las restricciones asociadas al almacenamiento de hidrógeno. Por otro lado, se realizan funciones de monitorización y adquisición de datos, disponiendo de información sobre el estado y evolución de la instalación con objeto de una supervisión y análisis del comportamiento de la misma.

En la Figura 3.12 se mostraba el algoritmo de control del banco de ensayo. Antes de alcanzar el régimen estacionario, se lleva a cabo la inicialización de todos los subsistemas del banco y de las variables involucradas en su operación. Tras esta fase, el sistema evoluciona al estado de funcionamiento normal, en el cual la energía procedente del generador eólico-solar satisface la demanda de la carga. Se realiza una comprobación continua del régimen de trabajo del sistema energético global.

La decisión de generar o consumir hidrógeno, mediante electrolizador y pila de combustible, respectivamente, se toma según el balance de energía realizado por el

controlador. En el caso de disponer de un excedente de energía, el punto de trabajo del electrolizador lo establece el sistema de automatización según el algoritmo diseñado para este propósito.

## **6.2 Modo de operación del electrolizador**

En los SHP que integran producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno, el electrolizador juega un papel fundamental en el rendimiento y operación del sistema, como resaltan diferentes trabajos de investigación sobre diseño y control (Ulleberg, 2004; Calderón, 2010a; Calderón, 2010b; Calderón, 2010c; Calderón, 2011). Por esta razón, para optimizar el aprovechamiento energético del banco de ensayo eólico-solar con apoyo de hidrógeno, en la presente Tesis se trabaja sobre la determinación del punto de operación del electrolizador.

Se pueden considerar dos modos de operación del generador de hidrógeno: puede consumir una corriente constante o, por el contrario, una corriente cuya magnitud varíe según la disponibilidad energética existente. Esta última opción es la más interesante desde el punto de vista del aprovechamiento energético del sistema, puesto que cuanto mayor es el exceso de energía procedente del generador eólico-solar, mayor es la producción de hidrógeno.

En este sentido, Ulleberg (Ulleberg, 2004) compara diferentes estrategias de control basadas en el estado de carga de la batería en un sistema compuesto por paneles fotovoltaicos, batería, pila de combustible y electrolizador. Destaca que el modo de operación del electrolizador, que puede ser corriente fija o variable, es un parámetro clave en el sistema de control. En el modo de corriente variable sólo la corriente excedentaria disponible en el bus alimenta al electrolizador. Concluye que el modo variable proporciona mejor rendimiento del sistema, con menores ciclos de encendido y apagado del subsistema de hidrógeno, y un menor uso de la batería.

En la bibliografía especializada se encuentran numerosos trabajos (Chaparro, 2005; Contreras, 2005; Zervas, 2008; Little, 2007; Ipsakis, 2008; Hwang, 2009; Ziogou, 2009; Clarke, 2010; Ziogou, 2011) en los que se muestran datos correspondientes a un funcionamiento del electrolizador en un punto de operación variable según la potencia disponible. Sin embargo, no exponen si dicho modo de funcionamiento es establecido y

controlado por el sistema de gestión o, por el contrario, viene definido por las características de fábrica de un equipo comercial.

Durante el desarrollo de la presente Tesis se han estudiado diferentes métodos para determinar el punto de trabajo del electrolizador. En una primera etapa se modificó el algoritmo implementado en el PLC para lograr un consumo variable según las condiciones del sistema. En la segunda, se diseñó y aplicó un controlador basado en lógica borrosa, proporcionando también un punto de operación variable para el generador de hidrógeno, desarrollado en el Capítulo 7.

En los apartados sucesivos, tras describir la conexión entre los módulos fotovoltaicos y el generador de hidrógeno, se expone el modo de funcionamiento de dicho equipo en un punto de trabajo fijo, señalando la limitación que conlleva. Posteriormente, en el apartado 6.5, se describe la propuesta de estrategia para hacer variable el punto de trabajo del electrolizador según la energía excedentaria disponible. En el siguiente apartado se describen las modificaciones introducidas al incorporar el SOC estimado como variable de control. Por último, se describen las condiciones de funcionamiento y las modificaciones asociadas a la incorporación del SOC estimado para la pila de combustible.

### **6.2.1 Conexión módulos fotovoltaicos-electrolizador**

Si bien ya se expuso en el Capítulo 3, en que se describió el banco de ensayo, resulta conveniente en el presente capítulo recordar el esquema de conexiones entre el electrolizador y los módulos fotovoltaicos que lo alimentan antes de abordar la cuestión de la determinación de su punto de trabajo.

Un convertidor DC/DC realiza la conexión entre el electrolizador y los módulos fotovoltaicos. Este convertidor acondiciona los niveles de corriente y tensión proporcionadas por dichos módulos a los rangos adecuados para el stack del electrolizador.

Se utiliza una salida analógica del módulo SM334 para aplicar al convertidor DC/DC la tensión establecida según la estrategia de gestión implementada en el sistema de automatización. Esta señal determina la tensión y corriente de alimentación del electrolizador, determinando, por tanto, su punto de trabajo y su producción de hidrógeno.

La conexión realizada entre los elementos mencionados (módulos fotovoltaicos, convertidor, PLC y electrolizador) se encuentra ilustrada en la Figura 6.1:

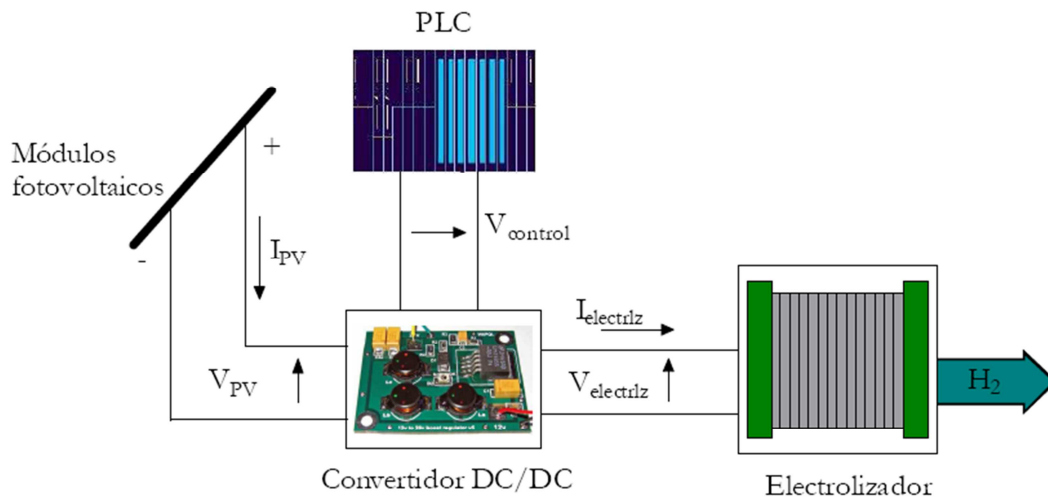


Figura 6.1. Esquema de conexiones para la determinación del punto de trabajo del electrolizador.

### 6.3 Operación del electrolizador en punto de trabajo fijo

Con anterioridad al presente trabajo, el electrolizador operaba en un punto de trabajo fijo, con tensión y corriente constantes, de 10.83 V y 3 A, respectivamente. Estos valores se configuraron mediante un potenciómetro de precisión del convertidor DC/DC que regula la tensión de alimentación al generador de hidrógeno.

La Figura 6.2 muestra la evolución de la irradiancia inclinada junto con la corriente consumida por el electrolizador correspondiente al día 4 de julio de 2009, siendo esta última prácticamente constante tal y como se encontraba ajustado en el convertidor DC/DC.

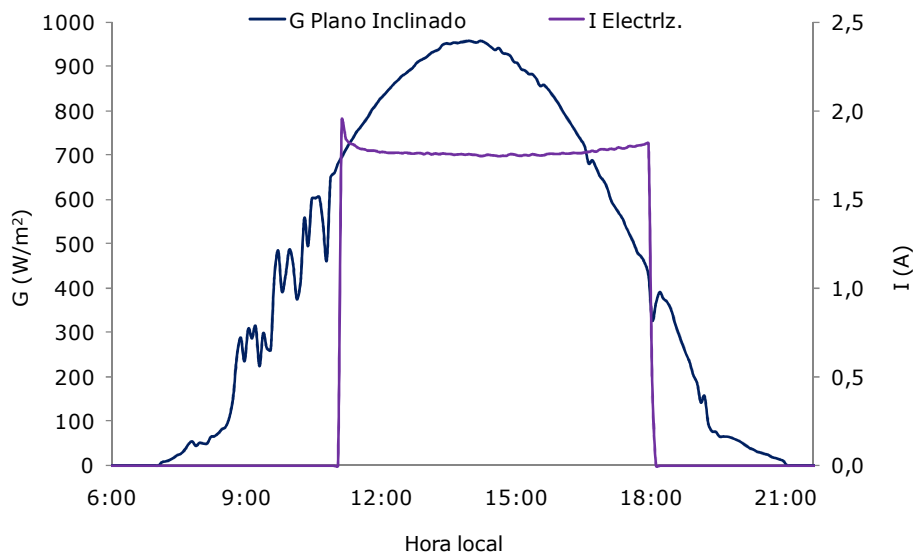


Figura 6.2. Irradiancia global sobre plano inclinado y corriente del electrolizador.

En dicha figura se comprueba que a lo largo del intervalo de funcionamiento del electrolizador, su punto de trabajo es fijo, con independencia de las favorables condiciones de irradiancia solar. La Figura 6.4 ilustra la evolución de las corrientes involucradas en el funcionamiento del electrolizador el mismo día. La traza roja representa la corriente máxima que podrían generar los módulos fotovoltaicos según las condiciones de irradiancia presentes en cada instante. Esta corriente máxima,  $I_{pmax}$ , se determina en esta fase de la investigación (en etapas posteriores se obtuvo una aproximación más precisa) a partir de la expresión:

$$I_{pmax} = 2 * 2.6 * G / 1000 \quad (6.1)$$

donde  $G$  ( $W/m^2$ ) es el valor de la irradiancia incidente sobre el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos.

La traza azul oscuro de la Figura 6.3 representa la corriente que están suministrando los módulos fotovoltaicos. Esta corriente se consume tanto por la carga conectada al banco ( $I_{consumo}$ ) como por la batería ( $I_{bat}$ ).

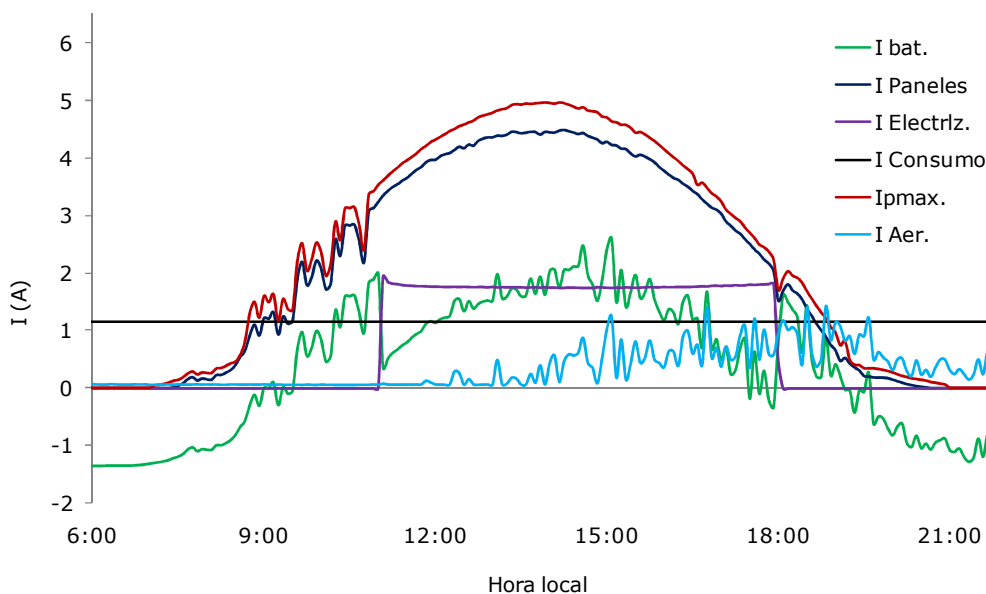


Figura 6.3. Balance de corrientes en el bus DC del día 4 de Julio de 2009.

Se observa también que, a partir del instante en el que se dan las condiciones favorables establecidas en el algoritmo asociado, se pone en funcionamiento el electrolizador, según indica la traza violeta de la misma figura. A partir de este momento, la



curva correspondiente a la corriente realmente suministrada por los módulos fotovoltaicos ( $I_{\text{paneles}}$ ), debería coincidir con la curva que representa la corriente máxima que podrían generar los mismos ( $I_{\text{pmax}}$ ). Sin embargo, según se pone de manifiesto en la figura, no se cumple este comportamiento, ya que la corriente suministrada por los módulos fotovoltaicos es ligeramente inferior a la que, para las condiciones de irradiancia presentes, podrían suministrar.

Existen varios factores que justifican una pequeña parte de esta desviación como son imprecisiones en la obtención de la ecuación para el cálculo de  $I_{\text{pmax}}$ , elevada temperatura, presencia de suciedad y polvo, e incluso deterioro progresivo de los paneles. Sin embargo, la principal razón de la desviación respecto al modo de funcionamiento previsto, se debe al hecho de haber fijado un punto de trabajo para el electrolizador con una corriente ( $I_{\text{electrlz}}$ ) fija, por lo que, cuando aumenta la capacidad de producción de los módulos fotovoltaicos, no se aprovecha este excedente. Este fenómeno es más apreciable en las horas centrales del día, al ser, en ese momento, cuando es mayor la irradiancia existente y por tanto, la posibilidad de generar energía por parte de los módulos fotovoltaicos. Por tanto, a la vista de la Figura 6.3 y teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente, se puede mejorar el funcionamiento del electrolizador y, por tanto, del banco de ensayo, si el punto de funcionamiento de dicho electrolizador, en lugar de fijarlo a un determinado valor de corriente ( $I_{\text{electrlz}}$ ), se hace depender de la cantidad de corriente (y por tanto de energía) excedente en cada momento (Calderón, 2010a).

Además, del análisis exergético expuesto en el capítulo 4, se extrae la conclusión de que si el electrolizador tuviese un punto de trabajo variable, su consumo de corriente y potencia se incrementaría al aumentar la irradiancia solar incidente en los módulos fotovoltaicos, mejorando el rendimiento exergético del sistema.

#### **6.4 Algoritmo y condiciones de funcionamiento del electrolizador**

La subrutina encargada de gobernar el electrolizador corresponde al diagrama de flujo de la Figura 6.4, en el que se muestran las condiciones fijadas tanto para la producción de hidrógeno (conexión del electrolizador) como para la desconexión del mismo. El código correspondiente se configura como un bloque de función, FB (*Function Block*) en el PLC, programado con la herramienta S7-GRAPH del software STEP7.

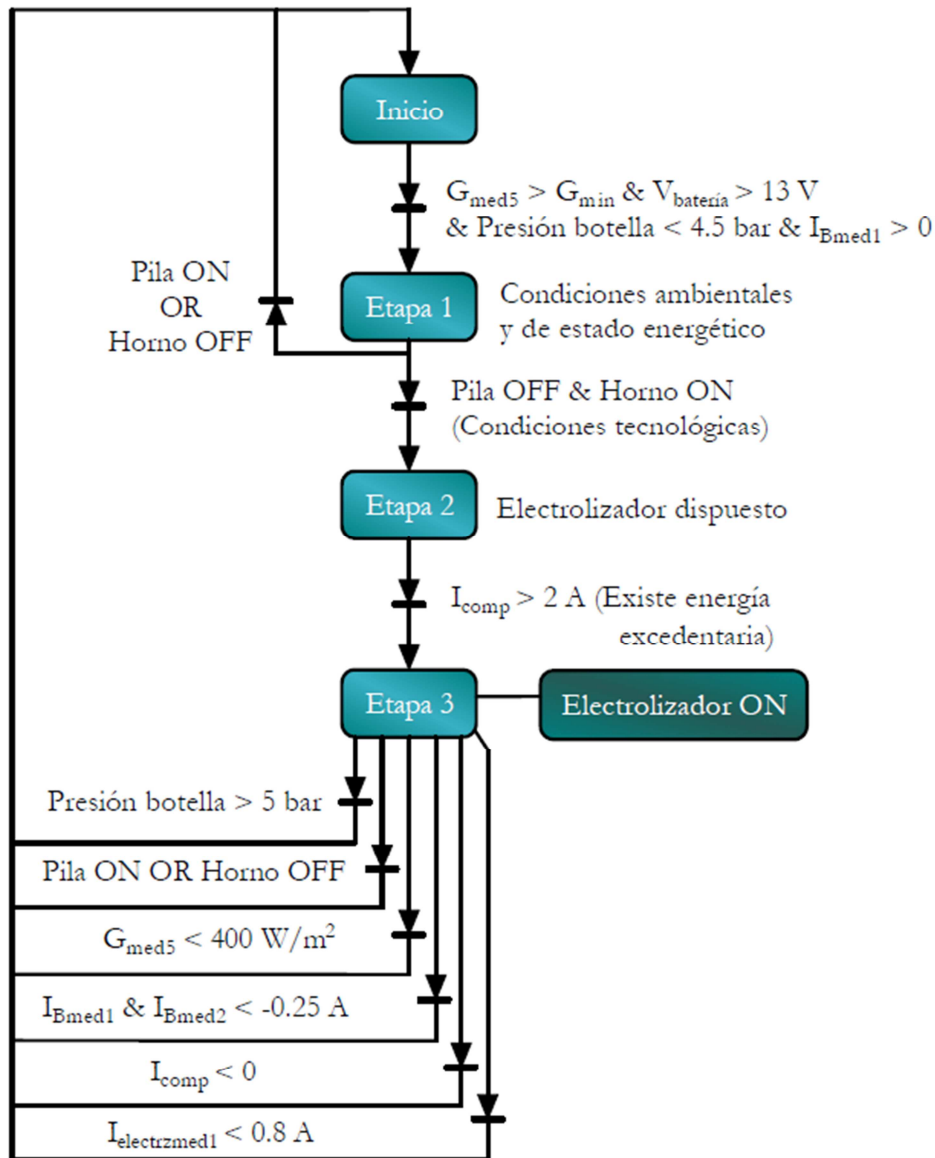


Figura 6.4. Flujograma de gestión del electrolizador.

A continuación, se describen las condiciones de conmutación teniendo en cuenta las distintas condiciones climatológicas y tecnológicas. En primer lugar, se describen las condiciones para que el electrolizador se ponga en marcha, a saber:

- a) La irradiancia global incidente sobre el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos, en valores promediados cada 5 minutos, debe ser suficiente para que éstos suministren una corriente eléctrica capaz de satisfacer el consumo de la instalación receptora y del electrolizador ( $G_{med5} > G_{min}$ ). El valor de  $G_{min}$  se determinó de forma experimental, siendo  $500 \text{ W/m}^2$ .

- b) La tensión en bornes de la batería (bus DC) ha de tener un valor superior a 13 V. De lo contrario, indicaría que el estado de carga es insuficiente y la energía que no consume la instalación receptora debe aprovecharse para cargarla.
- c) Las botellas de hidruros metálicos han de tener capacidad para almacenar el hidrógeno producido. Este valor se determina a partir de la presión existente en el circuito de hidrógeno.
- d) El valor medio de la corriente de batería durante 1 minuto,  $I_{Bmed1}$ , ha de ser positivo. En caso contrario, significaría que la batería estaría descargándose, es decir, no habría energía excedentaria suficiente para alimentar al electrolizador.

Para garantizar un funcionamiento óptimo de la instalación, además de tener que cumplirse de forma simultánea las condiciones ambientales y de estado energético expuestas, es necesario que:

- La pila de combustible no esté funcionando.
- El horno de secado del hidrógeno producido en el electrolizador ha de estar funcionando.

En estas condiciones, el electrolizador podría entrar en funcionamiento. No obstante, ha de comprobarse que existe energía excedentaria que puede ser almacenada en forma de hidrógeno. Esta comprobación se lleva a cabo teniendo en cuenta el balance que se realiza entre las corrientes de los distintos elementos conectados al bus de continua y la máxima corriente que puede suministrar el generador eólico-solar a partir de las condiciones de irradiancia existentes. Para ello, se determina en cada ciclo de programa la denominada *corriente de compromiso*,  $I_{comp}$ , como:

$$I_{comp} = I_{pmax} - I_{consumo} - I_{Bmed1} \quad (6.2)$$

donde:

- $I_{comp}$ : corriente de compromiso, representa la posible corriente excedentaria que se produciría si el generador suministrara la máxima corriente posible debida a la radiación solar incidente en ese momento.
- $I_{Bmed1}$ : corriente media que fluye entre la batería y el bus de continua a lo largo de 1 minuto. Esta corriente será positiva cuando la batería se esté cargando (absorbe

corriente) y negativa cuando se esté descargando (suministra corriente). Cabe destacar que este valor se calcula utilizando muestras de dicha corriente cada 10 segundos, de modo que al llegar a 6 muestras, se calcula el valor medio. Esto significa que cada vez que transcurren 10 segundos, se calcula el valor medio de la variable durante el último minuto.

- $I_{\text{consumo}}$ : corriente consumida por las cargas en DC ( $I_{\text{DC}}$ ) y por las cargas en AC ( $I_{\text{AC}}$ )  

$$I_{\text{consumo}} = I_{\text{DC}} + I_{\text{AC}}$$
- $I_{\text{pmax}}$ : corriente máxima que pueden proporcionar los paneles en las condiciones de irradiancia global en el plano inclinado de los módulos ( $G$ ), obtenida a partir de la caracterización de los módulos fotovoltaicos. Anteriormente se empleaba la expresión dada por la ecuación 6.1, tal que la corriente máxima sólo dependía de la irradiancia inclinada. Sin embargo, se ha introducido una modificación a fin de establecer con mayor precisión dicha corriente máxima de los módulos en función de la irradiancia inclinada y también de la tensión a que se encuentran dichos módulos. La ecuación utilizada ha sido obtenida a través de la caracterización de los paneles tomando una tensión de trabajo de los mismos comprendida entre 12 V y 14.5 V, ajustándose al rango en que se encuentran en condiciones normales de operación. Así, la expresión resultante es:

$$I_{\text{pmax}} = (0.0049 - 0.0002 * V_{\text{paneles}}) * 2 * G \quad (6.3)$$

La última condición que debe cumplirse para que el electrolizador esté en disposición de comenzar a funcionar, está relacionada con la corriente de compromiso. Se ha fijado un valor umbral de corriente de compromiso de 2 A para que el electrolizador se ponga en funcionamiento. De este modo, la producción de hidrógeno comienza en cuanto la corriente excedentaria disponible alcanza el valor de 2 A. Cuando la corriente excedentaria disponible supere el umbral establecido, el electrolizador comenzará a funcionar, incrementando la corriente que consume y, por tanto, la producción de hidrógeno, al aumentar la corriente excedentaria disponible.

Una vez que el electrolizador está en funcionamiento, se estará vigilando continuamente que se cumplan las condiciones necesarias para que siga operando. Éstas son:

- Que se mantenga un nivel de irradiancia global sobre el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos de al menos  $400 \text{ W/m}^2$  en valor medio durante los últimos 5 minutos.
- Que la pila de combustible no entre en funcionamiento.
- Que la corriente media de la batería en los dos últimos minutos (calculada  $I_{Bmed1}$  e  $I_{Bmed2}$ ) no sea menor de  $-0.25 \text{ A}$ .  $I_{Bmed2}$  es el valor medio de la corriente de la batería durante el minuto previo al inmediatamente anterior.
- Que la presión del sistema de almacenamiento de hidrógeno no supere los 5 bar establecidos como valor máximo.
- Que la corriente de compromiso no se haga negativa.
- Que la corriente media del electrolizador durante el último minuto ( $I_{electrmed1}$ ) no sea menor de  $0.8 \text{ A}$ .

Si se diera alguna de las situaciones anteriores, el electrolizador se apagaría dejando de producir hidrógeno. Pasaría entonces al estado inicial y permanecería en él hasta que se dieran de nuevo las condiciones para su puesta en marcha.

Cabe mencionar que los umbrales y valores empleados para implementar las condiciones de arrancada y parada, han sido determinados y ajustados de forma experimental tratando de lograr una operación autónoma y segura. Además, algunas de las condiciones descritas son evaluadas en base a valores medios de las variables involucradas, como irradiancia o corriente del electrolizador, con objeto de minimizar las fluctuaciones debidas a las variaciones en las condiciones climatológicas y/o energéticas del sistema. Incluso, al programar el algoritmo se han incluido intervalos de tiempo mínimos de funcionamiento o parada, ajustados a 3 minutos, para evitar excesivos ciclos ON/OFF del electrolizador.

### **6.5 Estrategia para la operación en punto variable del electrolizador**

Una vez descrito el algoritmo que gobierna el electrolizador según las condiciones de puesta en marcha y parada, se procede a explicar la estrategia seguida, durante una primera fase de los trabajos de investigación, para establecer el punto de operación de este equipo según la corriente excedentaria disponible. Como se expone más adelante, esta estrategia se

ha desarrollado en base a datos de funcionamiento del equipo obtenidos de forma experimental.

El sistema de automatización gestiona las condiciones de operación del electrolizador mediante una tensión,  $V_{\text{control}}$ , que es aplicada al convertidor DC/DC que determina la tensión y corriente de alimentación del mismo. Dicha tensión de control es calculada en el programa del PLC en función de la energía excedentaria, siendo generada por una de las dos salidas analógicas del módulo SM334.

La tensión aplicada por el PLC al convertidor DC/DC,  $V_{\text{control}}$ , se relaciona de forma lineal con la corriente consumida por el electrolizador, como puede apreciarse en la Figura 6.5. La ecuación que rige dicha relación lineal se ha ajustado tomando datos de la fase de caracterización del electrolizador y de varios periodos de funcionamiento, llegando a la siguiente expresión:

$$V_{\text{control}} = (0.1974 * I_{\text{electrlz}}) + 4.4126 \quad (6.4)$$

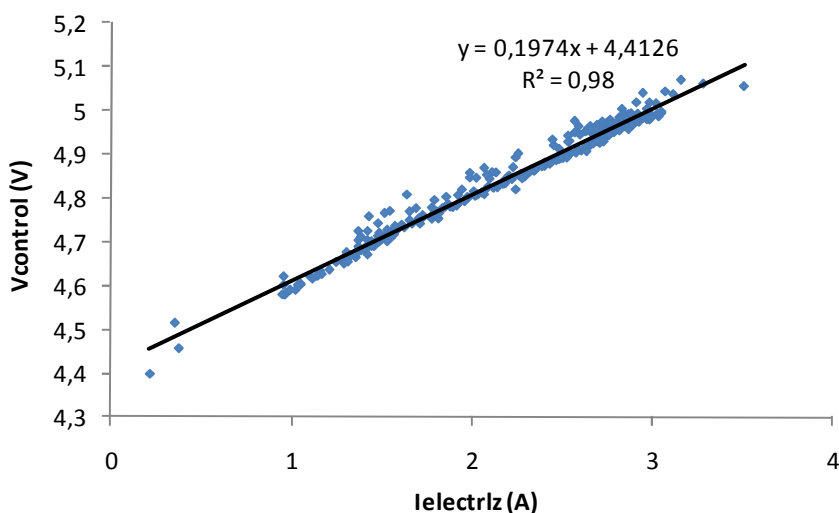


Figura 6.5. Representación gráfica de la tensión de control frente a la corriente suministrada al electrolizador el día 11 de julio de 2010.

Se establece el punto de trabajo del electrolizador de forma que la corriente que consuma sea la corriente excedentaria disponible en cada momento, siguiendo la

producción de hidrógeno las variaciones en el excedente de energía existente. El programa del autómatas determina la tensión  $V_{\text{control}}$  correspondiente a dicha corriente disponible para que sea ésta la intensidad realmente consumida por el electrolizador. El cálculo de la tensión a aplicar al convertidor DC/DC para lograr tal consumo de corriente se realiza empleando la ecuación empírica que relaciona  $V_{\text{control}}$  con la corriente del electrolizador, sustituyendo esta última por una intensidad de corriente teórica, designada como  $I_{\text{controlada}}$ .

$$V_{\text{control}} = (0.19885 * I_{\text{controlada}}) + 4.4067 \quad (6.5)$$

$I_{\text{controlada}}$  representa la corriente excedentaria disponible, resultante de un balance de corrientes entre la corriente máxima suministrable por el generador fotovoltaico y la corriente consumida, tanto por las cargas como por las baterías, según recoge la ecuación 6.6.

$$I_{\text{controlada}} = I_{\text{pmax}} - I_{\text{consumo}} - |I_{\text{Bmed1}}| \quad (6.6)$$

Se toma el valor absoluto de la corriente de la batería,  $|I_{\text{Bmed1}}|$ , para que en caso de que ésta fuera negativa por encontrarse la batería descargándose, no se le proporcione al electrolizador aún más corriente como si estuviera disponible.

De forma análoga al cálculo de la corriente de compromiso, en la determinación de la corriente teórica disponible debida al excedente de energía,  $I_{\text{controlada}}$ , no se tiene en cuenta la corriente procedente del aerogenerador, debido al carácter aleatorio e intermitente del viento, para lograr un funcionamiento más suave del electrolizador.

La secuencia de operaciones en el programa del autómatas para controlar el punto de operación variable del electrolizador, como se ha indicado, comienza con la estimación de la corriente excedentaria disponible,  $I_{\text{controlada}}$ , a través de un balance de corrientes en la instalación. A continuación, el valor resultante de  $I_{\text{controlada}}$  se introduce en la ecuación que relaciona la corriente del electrolizador con la tensión de control,  $V_{\text{control}}$ , hallando así el valor de tensión correspondiente. Por último, se convierte  $V_{\text{control}}$  en una tensión que la salida analógica configurada del módulo SM334 aplica al convertidor DC/DC, provocando un consumo de corriente en el electrolizador muy próximo a  $I_{\text{controlada}}$ .

Esta etapa constituyó una primera aproximación a la determinación del punto de operación del electrolizador ya que se comprobó con éxito la viabilidad de modificar dicho punto mediante el programa del PLC.

## **6.6 Inclusión del SOC estimado como parámetro de control**

En la siguiente fase, una vez que el método para estimar el SOC de la batería fue desarrollado y validado, se incorporó el valor del SOC calculado a los algoritmos de gestión del electrolizador y de la pila de combustible con objeto de sustituir la variable tensión de la batería que resulta menos representativa del estado de la batería como se indicó anteriormente.

### **6.6.1 Algoritmo del electrolizador incorporando el SOC estimado**

La Figura 6.6 muestra el diagrama de flujo del algoritmo que incorpora el SOC estimado como parámetro de control para gobernar la operación del electrolizador. Las modificaciones llevadas a cabo en dicho algoritmo consisten en eliminar las condiciones asociadas a los valores de tensión y corriente de la batería, sustituyéndolas por condiciones basadas en la estimación del SOC. Así, el arranque del electrolizador se supedita a que el SOC estimado sea mayor del 90%, situación en la que se considera que la batería está suficientemente cargada para que los módulos fotovoltaicos puedan alimentar la producción de hidrógeno. Una vez en funcionamiento, la orden de apagado se producirá, además del resto de condiciones descritas previamente, si el SOC de la batería disminuye por debajo del 80%.

El umbral del 80% se define para evitar una descarga excesiva de la batería. Es decir, para comenzar a generar hidrógeno, el SOC debe ser mayor del 90%, por lo que cuanto más se descargue la batería (menor SOC), más tiempo y energía eléctrica requerirá para recargarse y volver a alcanzar el umbral de inicio de la generación. Así, se detiene el funcionamiento del electrolizador para que la corriente de los paneles sea destinada a mantener la batería en un nivel de carga adecuado a fin de evitar ciclos de carga/descarga demasiado frecuentes. Trabajos como (Ipsakis, 2008) y (Little, 2007) estudian y destacan la influencia que el valor y situación de la banda de histéresis del SOC tienen cuando éste se emplea como variable de control del sistema.



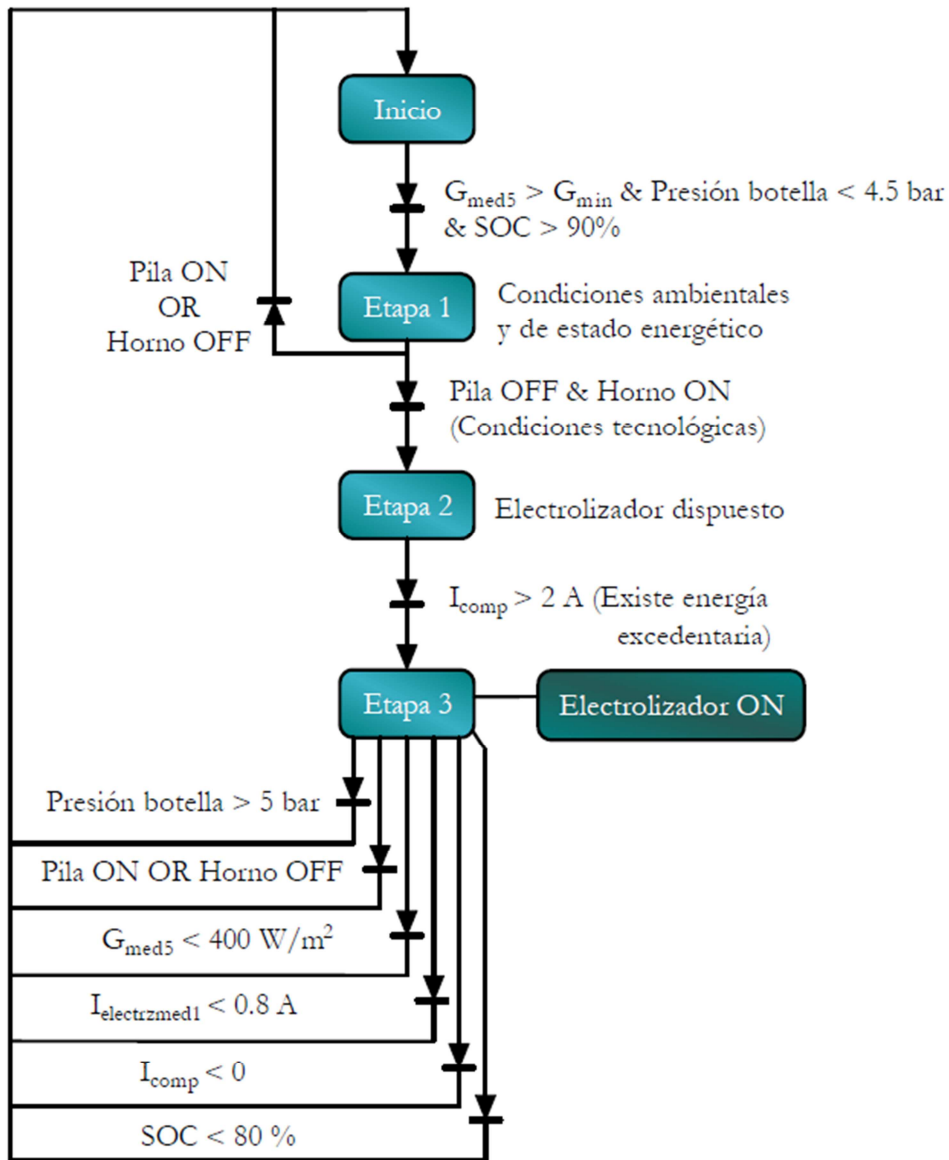


Figura 6.6. Flujograma de gestión del electrolizador incorporando el SOC estimado como parámetro.

La determinación del punto de trabajo del electrolizador mediante la estrategia expuesta resultó válida en cuanto a que se consiguió efectivamente modificar la producción de hidrógeno según las condiciones energéticas del sistema.

Sin embargo, durante el desarrollo y aplicación de la misma, se detectó que la ecuación que relaciona la tensión en la entrada del convertidor DC/DC y la corriente consumida por el generador de hidrógeno no es constante. Es decir, la progresiva degradación del stack del electrolizador implica que esta técnica no es adecuada al requerir la actualización de la ecuación  $I_{electr} = f(V_{control})$ . Para acometer dicha actualización se han

de realizar de nuevo ensayos de caracterización del electrolizador, lo cual implica detener el funcionamiento de la instalación y, una vez analizados los datos, modificar el código correspondiente del programa del autómatas. Además, un factor considerablemente limitativo a este respecto es que se desconoce cuándo o con qué frecuencia ha de realizarse tal actualización de la ecuación.

La degradación del stack se debe a diversos factores como la antigüedad del equipo (en torno a 6 años), impurezas del agua empleada, y los ciclos de encendido/apagado demasiado frecuentes (Ipsakis, 2009; Ulleberg, 2004) propios del carácter de prototipo del sistema híbrido. Incluso la propia variabilidad de la potencia consumida puede contribuir a la degradación, como indican Clarke et al. (Clarke, 2009). El deterioro del dispositivo no impide su operación, aunque implica que necesita una mayor tensión de la que sería apropiada al stack en buenas condiciones (Clarke, 2010). Las razones apuntadas por Barbir (Barbir, 2005) para este incremento de tensión son el equilibrio del contenido de agua en la membrana, y la oxidación del catalizador y de otros componentes metálicos. El estudio de las condiciones de degradación de los dispositivos de generación y consumo de hidrógeno se sale del ámbito del presente trabajo.

### **6.6.2 Algoritmo de la pila de combustible incorporando el SOC estimado**

La Figura 6.7 muestra el diagrama de flujo del algoritmo que incluye el SOC estimado como parámetro para comandar la pila de combustible. Las condiciones tanto de arranque como de parada de la pila están reflejadas en dicho diagrama.

De forma idéntica al caso previo del generador de hidrógeno, las modificaciones realizadas en el algoritmo se fundamentan en eliminar las condiciones asociadas a los valores de voltaje y corriente de la batería, sustituyéndolas por condiciones basadas en el SOC estimado.

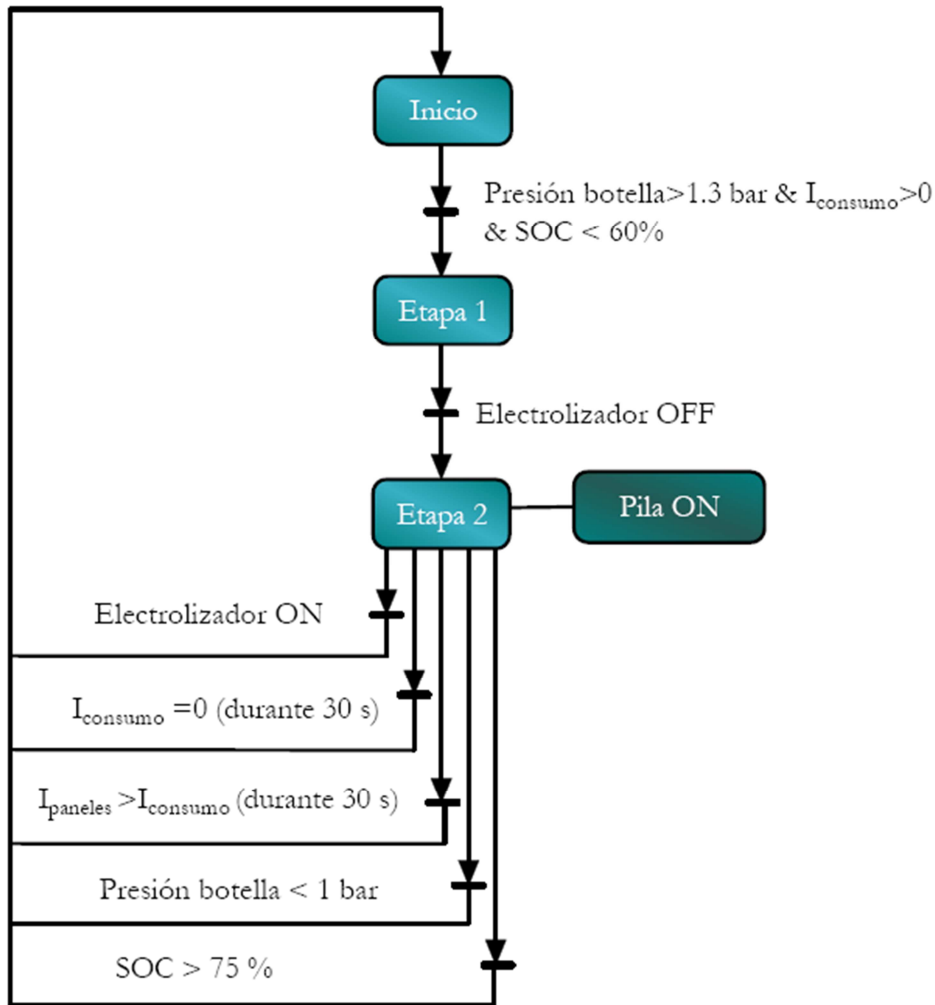


Figura 6.7. Flujograma de gestión de la pila de combustible incorporando el SOC estimado como parámetro.

Las condiciones de puesta en marcha, que deben tener lugar de forma simultánea, son las siguientes:

- La presión de las botellas de hidruros metálicos debe ser suficiente para suministrar hidrógeno a la pila de combustible, considerándose un valor mínimo de 1.3 bar.
- La corriente consumida por las cargas conectadas debe ser positiva, es decir, debe existir demanda de energía eléctrica que justifique la puesta en marcha de la pila para satisfacer dicha demanda.
- La batería debe estar descargada. Esta situación tiene lugar cuando el SOC estimado presenta un valor menor del 60%. Podría manejarse un valor aún menor pero se

persigue un doble objetivo. En primer lugar, si el umbral fijado es muy bajo, la batería necesita más tiempo para recargarse a partir de la corriente procedente del generador eólico-solar. Por otro lado, se ha de evitar descargas demasiado profundas que puedan dañar la batería y reducir su vida útil.

Esta tercera condición ha resultado modificada al incorporar el SOC, ya que anteriormente se utilizaba la tensión de la batería, con un valor de 11.5 V, si bien como se ha comentado en los Capítulos 2 y 5, esta magnitud no es representativa de la capacidad disponible del acumulador.

Si se cumplen tales condiciones y el electrolizador no está en funcionamiento, la pila de combustible será activada, produciendo energía eléctrica a partir del hidrógeno almacenado. El apagado de la pila de combustible ocurrirá si se produce alguna de las siguientes condiciones:

- a) Finaliza la demanda de corriente por parte de los receptores, tanto en DC como en AC.
- b) La corriente proporcionada por los módulos fotovoltaicos,  $I_{\text{paneles}}$ , supera la corriente necesaria para satisfacer la demanda de la carga,  $I_{\text{consumo}}$ .
- c) La presión del hidrógeno almacenado desciende hasta 1 bar. Esta circunstancia implica que no queda más combustible para alimentar la pila, por lo que ésta debe detener su funcionamiento.
- d) El electrolizador se ha puesto en marcha.
- e) La batería ha recuperado carga hasta alcanzar el valor estimado del SOC el 75%. Esta condición ha sido introducida con objeto de detener el consumo de hidrógeno cuando la capacidad disponible de la batería es considerada suficiente para satisfacer la demanda de la carga.

Al igual que para el generador de hidrógeno, se emplean algunas variables en valor medio para evitar conmutaciones excesivas por la variabilidad de las EERR. En este caso, se utilizan el valor medio durante el último minuto de la corriente entregada por los

módulos fotovoltaicos y de la corriente del electrolizador. Además, con el mismo objetivo, las dos primeras condiciones de parada han de mantenerse durante un intervalo de tiempo de 30 segundos; mientras que si se tiene lugar alguna de las dos últimas, la orden de apagado es inmediata.

Un aspecto a destacar que en estos algoritmos no se tiene en cuenta de forma explícita la corriente procedente del aerogenerador, debido al carácter aleatorio e intermitente del viento. Sin embargo, esta corriente, en caso de existir, alimenta la batería, incrementando su SOC, por lo que a través del SOC es como incluye la energía eólica en el gobierno del electrolizador y de la pila de combustible.

Otra cuestión a mencionar es la siguiente. La generación de hidrógeno se detiene si el SOC disminuye hasta el 80%, mientras que la pila de combustible es desconectada si el SOC aumenta hasta el 75%. Esta zona muerta sirve para evitar una excesiva proximidad entre los umbrales manejados para gestionar tales dispositivos, lo cual podría dar lugar a ciclos de encendido y apagado de ambos muy cercanos en el tiempo y totalmente ineficaces para el objetivo del banco de ensayo.

## CAPÍTULO 7. CONTROL BORROSO DEL PUNTO DE TRABAJO DEL ELECTROLIZADOR

En este capítulo se presenta una arquitectura de control para gobernar el punto de trabajo del electrolizador mediante lógica borrosa. Se describen el diseño y configuración del controlador basado en lógica borrosa así como la integración del mismo en el sistema de automatización y supervisión del banco de ensayo.

### 7.1 Plataforma para control basado en lógica borrosa

Se ha desarrollado e implementado un controlador basado en lógica borrosa, FLC, *Fuzzy Logic Controller*, de manera que a partir de información sobre las condiciones energéticas y tecnológicas del banco de ensayo, genera una señal de salida para determinar el punto de trabajo del electrolizador.

El controlador borroso ha sido implementado con el *Fuzzy Logic Toolbox* del entorno Matlab/Simulink. La potencia de cálculo de Matlab y de Simulink, junto con las posibilidades que ofrece para desarrollar distintos tipos de controladores, hacen que resulte muy interesante integrarlo con el PLC de control del banco de ensayo.

La arquitectura configurada es flexible y operativa, adecuada al carácter de prototipo del sistema híbrido ya que permite realizar modificaciones en el algoritmo de control y aplicarlas de forma directa al proceso bajo control, registrando los datos para su posterior evaluación y ajuste.

El enlace físico entre el autómeta y el convertidor DC/DC que conecta el generador fotovoltaico con el electrolizador es la misma que la descrita en el apartado 6.2. Para aplicar la señal de salida del controlador borroso no se requiere cambio a nivel de hardware. Así, el valor entregado por el controlador se envía a la memoria del autómeta y éste la convierte en una tensión a través de la salida analógica. La Figura 7.1 ilustra este esquema de conexiones para la regulación del punto de trabajo del electrolizador utilizando el controlador borroso diseñado.

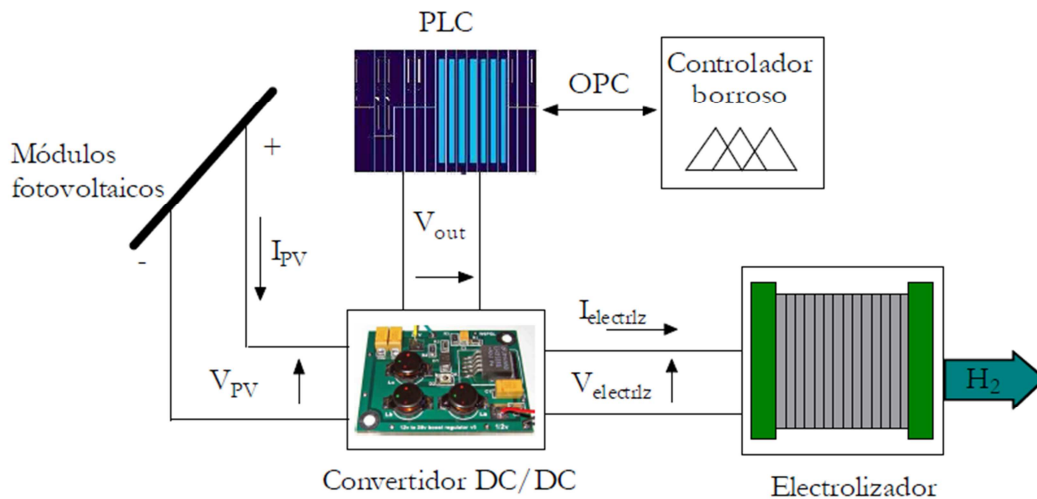


Figura 7.1. Esquema de conexiones para la regulación del punto de trabajo del electrolizador.

La comunicación entre el PLC y el controlador borroso se realiza mediante el protocolo OPC (*Object Linking and Embedding - OLE for Process Control*). OPC, es un estándar de comunicación en el ámbito de la automatización y supervisión de procesos industriales. Proporciona una infraestructura estándar para el intercambio de datos de control de procesos. Utiliza la tecnología DCOM de Microsoft® para proporcionar un enlace de comunicación entre servidores y clientes. La OPC Foundation es la entidad encargada del establecimiento y mantenimiento de las especificaciones del esquema de comunicación OPC. En ella participan los principales fabricantes de dispositivos de automatización y de aplicaciones software, con el fin de garantizar la interconexión de todos los componentes de distintos proveedores. Frente al caso de drivers propietarios, OPC representa una solución abierta y flexible.

La tecnología OPC se basa en una arquitectura cliente-servidor, de forma que el servidor extrae datos de un dispositivo industrial (autómata programable, equipos de instrumentación, etc.) y los pone a disposición de las aplicaciones software que los requieran, las cuales juegan el papel de cliente, como por ejemplo una aplicación SCADA. Un cliente OPC puede acceder a uno o más servidores OPC, y varios clientes OPC pueden conectarse simultáneamente al mismo servidor OPC. El servidor OPC incorpora los drivers requeridos para la conexión con los dispositivos de instrumentación y control a nivel de proceso, y actúa como enlace con las diferentes aplicaciones cliente.

Por su parte, Matlab dispone del OPC *Toolbox* para facilitar la interoperabilidad con otros programas mediante el protocolo OPC.

Varios autores han publicado trabajos sobre aplicaciones de comunicaciones OPC entre Matlab/Simulink y un PLC de la serie S7 de Siemens. Así, Persin et al. (Persin, 2003) estudian la comunicación basada en OPC entre Matlab y un autómata modelo s7-400 para aplicaciones didácticas. Lieping et al. (Lieping, 2007) utilizan Matlab para llevar a cabo la monitorización de un tanque de agua conectado a un autómata s7-300, siendo OPC el enlace de comunicación. Por su parte, Manjunath y Raman (Manjunath, 2011) emplean lógica borrosa para ajustar los parámetros de un controlador PID en Simulink que es aplicado mediante un PLC s7-300, realizando el intercambio de datos en tiempo real a través de OPC. Linlin et al. (Linlin, 2011) transmiten vía OPC la información entre un controlador PID borroso desarrollado en Simulink y un PLC s7-300, jugando WinCC el papel de servidor OPC.

WinCC flexible es un software para el diseño de interfaces hombre-máquina (*Human-Machine Interface*, HMI). Permite resolver tareas como visualización, adquisición y registro de datos, y control de procesos automatizados. WinCC flexible Runtime se corresponde con un HMI ejecutado en un PC en lugar de un panel de operador. Incluye la comunicación OPC entre sus funcionalidades.

Durante el desarrollo de la Tesis, se ha desarrollado una aplicación con el software WinCC flexible Runtime que actúa como servidor OPC. La operación como servidor OPC no se inicia por defecto sino que debe activarse como Servicio de runtime en el apartado de “Configuración del panel de operador” durante la fase de diseño de la aplicación, según se muestra en la Figura 7.2. Éste software es ejecutado en un PC conectado al PLC por Ethernet mediante el procesador de comunicaciones CP-343 *Advanced*, descrito en el Capítulo 3.



Figura 7.2. Activación del servidor OPC de WinCC flexible Runtime.



Esta aplicación accede a la memoria del autómatas en la que se guardan tanto las lecturas de los sensores (corriente del electrolizador, presión de H<sub>2</sub>, etc.) como los valores calculados (SOC de la batería, irradiancia media, etc.). Así, estos valores se encuentran disponibles para el cliente OPC. En este caso, el OPC *Toolbox* de Matlab permite la comunicación con Simulink, actuando éste como cliente. La Figura 7.3 muestra la estructura de comunicación entre el PLC, Simulink y WinCC.

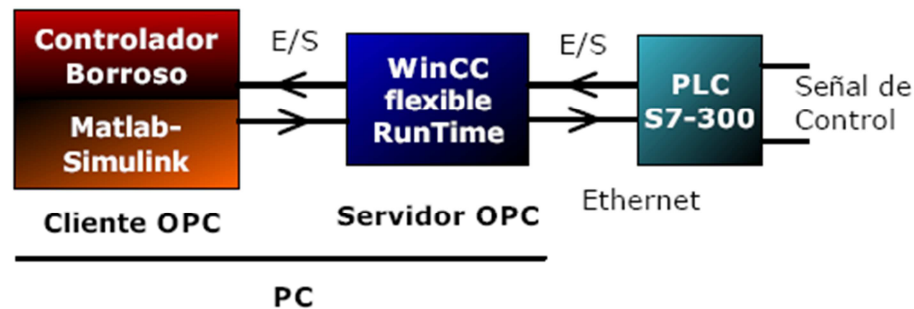


Figura 7.3. Diagrama de la comunicación entre Simulink, WinCC flexible y el PLC a través de OPC.

## 7.2 Controlador basado en lógica borrosa

La lógica borrosa permite usar el lenguaje ordinario como lenguaje de descripción de problemas, esto es, tratar la información imprecisa y cualitativa en términos de conjuntos borrosos o difusos. Por ello, resulta más adecuada que la lógica clásica para representar el conocimiento y razonamiento humano.

El control borroso consiste en llevar la salida del proceso a un valor deseado con las acciones de control calculadas tomando la decisión en base a una descripción borrosa del proceso. Dicho de otra forma, los sistemas de control borroso utilizan las expresiones de la lógica borrosa para formular reglas orientadas al control de sistemas. De otra manera, los sistemas de control basados en lógica borrosa combinan unas variables de entrada (definidas en términos de conjuntos borrosos) por medio de grupos de reglas que producen uno o varios valores de salida (Martín y Sanz, 2006).

El control borroso constituye el mayor campo de aplicación de la lógica borrosa y trata de usar la experiencia de operación manual sobre una planta para diseñar el sistema de control. La estructura típica de un controlador borroso corresponde al diagrama de bloques de la Figura 7.4.

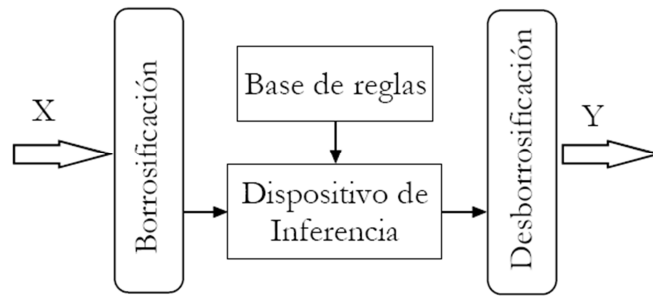


Figura 7.4. Diagrama de bloques de un controlador borroso.

En la presente Tesis, se ha desarrollado un controlador borroso de 6 entradas y una salida. Se ha diseñado con una estructura lo más simple posible. El controlador es de tipo Mamdani, utiliza las reglas del Mínimo y del Máximo para las operaciones And y Or respectivamente, el método de implicación es Mínimo y de agregación Máximo, por último, la desborrosificación se resuelve por el Centroide, también llamado Centro de Gravedad.

Las variables de entrada son las siguientes: SOC de la batería, irradiancia solar, temperatura de uno de los módulos fotovoltaicos, corriente de compromiso, presión del sistema de hidruros metálicos, y diferencia entre la corriente de compromiso y la consumida por el electrolizador. Esta última variable es considerada como señal de error ya que representa la desviación entre la corriente excedentaria y la que realmente alimenta al electrolizador. Es calculada en Simulink antes de su introducción en el bloque correspondiente al FLC.

La corriente de compromiso, ya definida en el Capítulo 6, es la corriente teóricamente disponible para alimentar al electrolizador si los módulos fotovoltaicos produjeran la máxima corriente posible. Actúa a modo de umbral para establecer a partir de qué valor existe un excedente de corriente suficiente para el funcionamiento del electrolizador. Se calcula como la diferencia entre la máxima corriente de los paneles,  $I_{pmax}$ , y la corriente de la carga conectada.  $I_{pmax}$  se determina según la ecuación 6.3.

El SOC de la batería se estima en el PLC mediante el método descrito en el Capítulo 5. Se emplea el valor calculado con un intervalo de tiempo de 10 segundos y área trapezoidal, según se expuso en dicho capítulo.

La irradiancia solar utilizada es la incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos promediada durante 5 minutos. La motivación para usar un valor medio radica en reducir las fluctuaciones que transitoriamente pueden producirse en presencia de nubes.

La temperatura del panel solar empleada es medida con una sonda Pt-100 en la cara interior del módulo. Se incluye esta variable en las decisiones de control debido a que la capacidad de generación y el rendimiento de los módulos fotovoltaicos dependen de su temperatura. Así, cuanto menor es su temperatura, mayor es su rendimiento.

Una vez que tanto la demanda de corriente de la batería como de la carga han sido satisfechas, el exceso de corriente disponible se utiliza para generar hidrógeno. Estas condiciones se evalúan por los valores de irradiancia solar incidente, corriente de compromiso y estado de carga de la batería. Además, han de considerarse condiciones tecnológicas como son que la pila de combustible esté apagada y que las botellas de hidruro metálico tengan capacidad de almacenamiento, es decir, que su presión se encuentre por debajo del máximo permitido.

Cuando las mencionadas condiciones se cumplen, la tensión de control generada por el FLC es aplicada al convertidor DC/DC. Esta tensión se adapta a las variaciones ambientales y tecnológicas según las reglas definidas para el controlador. De este modo, la corriente consumida por el electrolizador y, por tanto, el caudal de hidrógeno producido se ajustan a la disponibilidad energética.

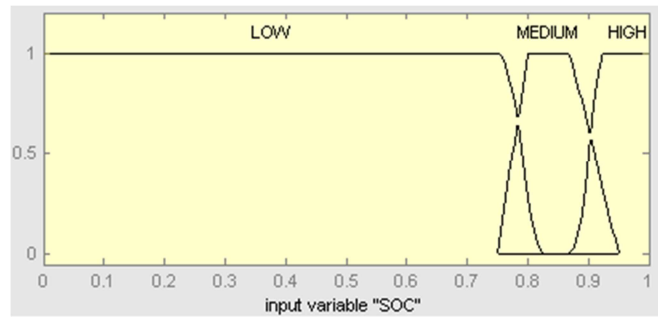
### **7.2.1 Funciones de pertenencia**

Las funciones de pertenencia y las reglas borrosas han sido definidas en base a la experiencia adquirida por el equipo investigador a lo largo del tiempo de funcionamiento de la instalación (Calderón, 2010a; Calderón, 2010b; Calderón, 2010c; Calderón, 2011; González, 2012). Además, se han realizado numerosos ensayos de prueba y error a fin de ajustar sus parámetros hasta obtener resultados satisfactorios.

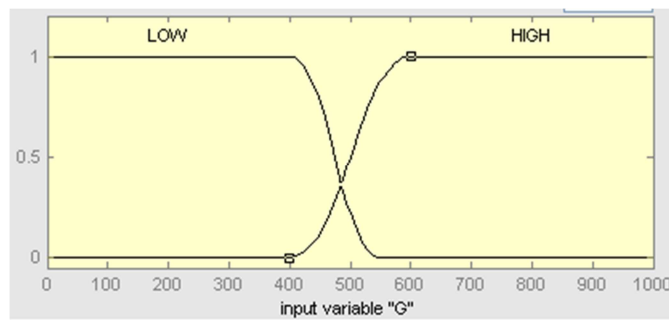
Se han utilizado las funciones de pertenencia triangular, trapezoidal, tipo S y tipo Z para las entradas y salidas del controlador. Dentro de las funciones disponibles en el *Fuzzy Logic Toolbox* de Matlab, las seleccionadas son las que mejor se ajustan al diseño deseado.

Los rangos de entrada dependen de la variable. Así, el rango más estrecho es de 0 a 1 para el SOC, mientras que el más amplio va de 0 a 1000 W/m<sup>2</sup> para la irradiancia solar. El rango de la variable de salida varía de 0 a 8.5 V, correspondiente al intervalo en que el

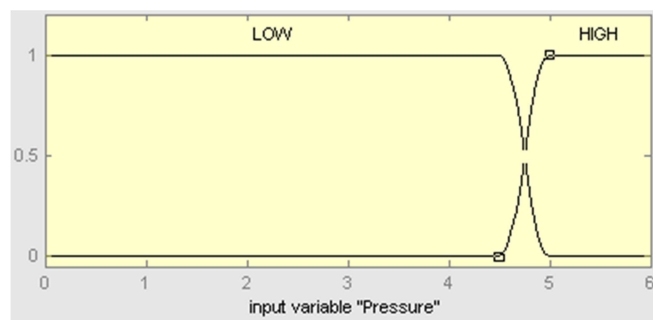
electrolizador se comporta de forma lineal. La Figura 7.5 contiene las funciones de pertenencia definidas para todas las variables involucradas en el control borroso.



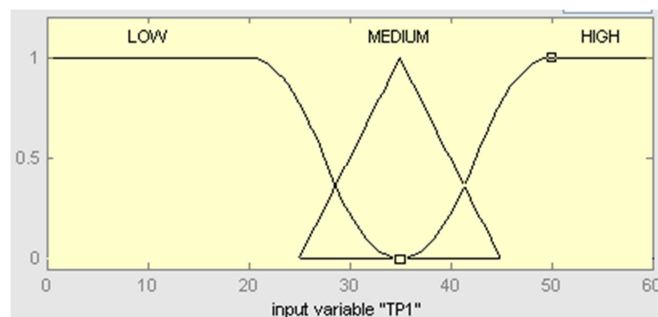
(a)



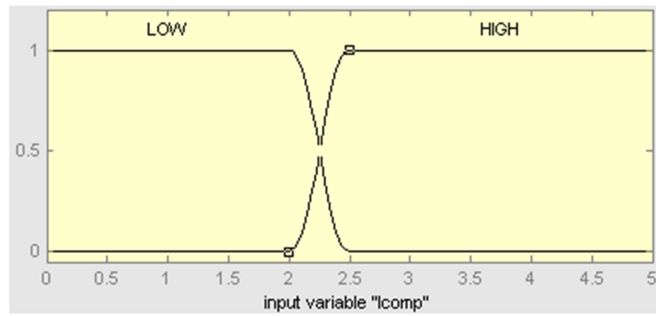
(b)



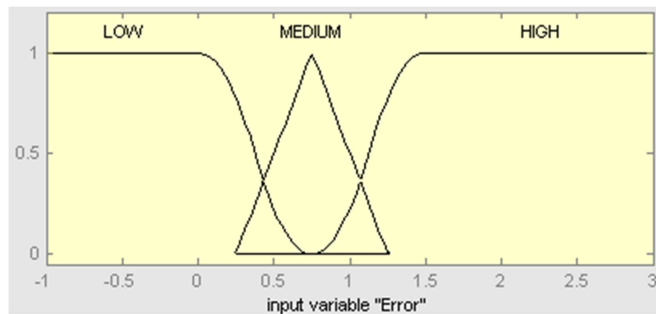
(c)



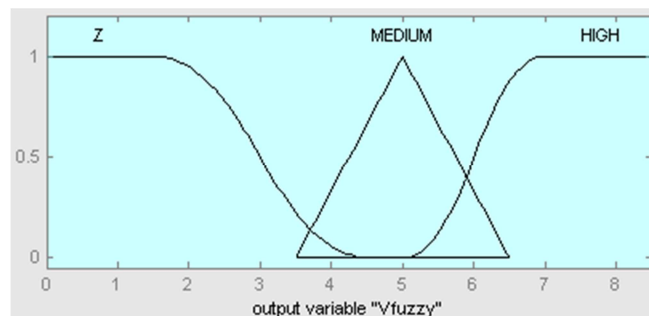
(d)



(e)



(f)



(g)

Figura 7.5. Funciones de pertenencia de: (a) SOC, (b) Irradiancia, (c) Presión de H<sub>2</sub>, (d) Temperatura de módulo fotovoltaico, (e) Corriente de compromiso, (f) Señal de error, (g) Señal de salida.

Se han definido 3 subconjuntos o particiones para el SOC, con etiquetas *Low*, *Medium* y *High*, siendo las funciones tipo Z, trapezoidal y tipo S respectivamente, como puede apreciarse en la Figura 7.5 (a). Se hace necesario poner de manifiesto que la configuración de las funciones de pertenencia del SOC tiene una importancia capital en el diseño del FLC y, consecuentemente, en la operación del electrolizador. Tal como se indicó en el Capítulo 2, la batería suaviza los flujos de potencia entre los componentes del sistema híbrido, actúa como almacenamiento energético a corto plazo, y permite hacer frente a los efectos causados por variaciones instantáneas de la carga, transitorios del electrolizador y

picos de energía eólica. Los ciclos de carga y descarga de la batería deben ser minimizados debido a que la vida útil de ésta es proporcional al número de dichos ciclos. Además, la batería debe encontrarse protegida tanto frente a sobrecargas así como frente a descargas profundas por medio de una ley de control adecuada. Por esta razón, el subconjunto etiquetado como *Low* ha sido concebido de mayor tamaño que el resto, a fin de evitar trabajar en valores bajos del SOC y prolongar así el tiempo de vida de la batería. Por otro lado, la mayor producción de hidrógeno tiene lugar cuando el SOC se encuentra en valores elevados, esto es, en el subconjunto *High*.

Para la irradiancia solar se han establecido dos particiones, con las funciones tipo Z y tipo S, y etiquetas *Low* y *High*, respectivamente, según muestra la Figura 7.5 (b). Esta decisión está basada en una fase de funcionamiento del sistema anterior al desarrollo del FLC. En esta fase se utilizaba un umbral de  $500 \text{ W/m}^2$ , determinado experimentalmente. Éste era el valor mínimo por encima del cual los módulos podían suministrar corriente eléctrica suficiente para satisfacer la demanda de la carga y del electrolizador. De forma análoga, se detenía la operación de dicho equipo si la irradiancia descendía por debajo de  $400 \text{ W/m}^2$ . Estos valores han servido como base para ajustar los puntos que definen las funciones de pertenencia. Según lo expuesto, podría decirse que se consideran únicamente dos zonas al evaluar la irradiancia, suficiente e insuficiente para generar hidrógeno.

Las botellas de hidruros metálicos almacenan el hidrógeno producido, de manera que su presión indica si existe capacidad de almacenamiento. Así, si la presión se encuentra por debajo de su máximo nivel, 5 bar, indica que hay capacidad disponible. En torno a este valor se definen dos subconjuntos borrosos, *Low* y *High*, con las funciones tipo Z y tipo S, respectivamente, como se refleja en la Figura 7.5 (c).

Para la temperatura del módulo fotovoltaico se han definido tres subconjuntos, *Low*, *Medium* y *High*, siendo funciones tipo Z, triangular y S, respectivamente (Figura 7.5 (d)). Esta descripción de la variable es simple pero eficaz. Por ejemplo, por debajo de  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  se considera que la temperatura es baja, por lo que el rendimiento de los paneles será mayor, y se favorecerá la producción de hidrógeno.

Respecto a la corriente de compromiso, el valor de 2 A se considera suficiente para que el electrolizador se ponga en marcha. Por ello, en torno a este valor se definen dos subconjuntos borrosos, *Low* y *High*, con las funciones tipo Z y tipo S, respectivamente, como ilustra la Figura 7.5 (e).

Existe una aparente redundancia al emplear tanto la irradiancia como la corriente de compromiso. La corriente de compromiso y, por tanto, la señal de error son calculadas a partir de una variable estimada analíticamente ( $I_{pmax}$ ) y otra que es medida de forma empírica (la corriente consumida por la carga). La irradiancia sirve para compensar cualquier error que pudiera haberse producido durante la determinación de  $I_{pmax}$ . Además, contribuye significativamente a diseñar el controlador borroso de forma más intuitiva.

Para la señal de error, Figura 7.5 (f), se especifican tres subconjuntos, *Low*, *Medium* y *High*, siendo funciones tipo Z, triangular y S, respectivamente. El primero de ellos se corresponde principalmente con valores de error negativos, lo cual implica que la corriente consumida por el electrolizador supera la teóricamente disponible. Esta situación se ha dado con relativa frecuencia a lo largo del funcionamiento del banco de ensayo previo a la utilización del FLC. Sucede por dos motivos principales: desviaciones de  $I_{pmax}$  respecto de la ecuación empírica, y factores relacionados con el propio electrolizador. Estos factores son la influencia de las temperaturas del ambiente y del agua, e inercias térmicas y/o electroquímicas. Las reglas borrosas asociadas a esta señal de error se formulan como sigue. “Cuando el error es grande, la corriente consumida por el electrolizador debe incrementarse”. Así, se persigue reducir dicho error. De manera similar, “si el error se sitúa en la zona intermedia, la señal de control adopta un valor del subconjunto *Medium*”. De esta forma, los valores del error considerados aceptables tienen baja repercusión en la señal de salida y la operación del electrolizador es más suave.

En el caso de la variable de salida,  $V_{fuzzy}$ , se consideran tres particiones etiquetadas como Z, *Medium* y *High*, siendo funciones tipo Z, triangular y S, respectivamente, según se observa en la Figura 7.5 (g). La primera de ellas se corresponde con la situación en que la tensión aplicada al electrolizador es pequeña, no suficiente para provocar la generación de hidrógeno. La partición *High* da lugar a un valor elevado de la salida de forma que cuanto mayor es la tensión, mayor es la corriente consumida por el electrolizador y mayor la consecuente producción de hidrógeno. El subconjunto intermedio constituye una zona de tránsito, contribuyendo a una variación suave de la señal de salida de acuerdo a las condiciones del sistema. Cabe destacar que la salida nunca llega a hacerse cero, de forma que el stack del electrolizador tiene siempre un voltaje aplicado. Con ello se trata de reducir la degradación del mismo, ya que los ciclos de arranque y parada contribuyen a su deterioro.

## 7.2.2 Reglas borrosas

El comportamiento del controlador borroso se ha definido mediante 9 reglas de tipo “If...Then...”, mostradas en la Tabla 7.1. Estas reglas se han formulado para que la señal de salida tenga un valor elevado, esto es, tensión y corriente del electrolizador elevadas, cuando las condiciones sean propicias para la generación de hidrógeno. El caso más favorable es aquél en que, habiendo capacidad disponible para almacenamiento, la batería tiene un alto SOC, la irradiancia es elevada y la temperatura del módulo fotovoltaico es baja. Para el resto de situaciones, no tan favorables, el controlador modifica su salida según la disponibilidad energética y las condiciones tecnológicas.

Cabe mencionar que la corriente de compromiso se utiliza únicamente como umbral. Así, “si su valor pertenece al subconjunto *Low*, la señal de salida se hace pequeña”, para reducir o detener la generación de hidrógeno al no haber corriente excedentaria suficiente. Idéntico comportamiento se ha definido si la presión de las botellas se sitúa en la partición *High* de dicha variable.

Tabla 7.1: Reglas del controlador borroso.

If the SOC is High and the irradiance is High and PV panel temperature is Low then V <sub>fuzzy</sub> is High
If the SOC is High and the irradiance is High and PV panel temperature is Medium then V <sub>fuzzy</sub> is High
If the SOC is High and the irradiance is High and PV panel temperature is High then V <sub>fuzzy</sub> is Medium
If the SOC is Medium and the irradiance is High and PV panel temperature is Low then V <sub>fuzzy</sub> is High
If the SOC is Medium and the irradiance is High and PV panel temperature is Medium then V <sub>fuzzy</sub> is High
If the SOC is Medium and the irradiance is High and PV panel temperature is High then V <sub>fuzzy</sub> is Medium
If the SOC is Low or the irradiance is Low or the compromise current is Low or the pressure is High then V <sub>fuzzy</sub> is Zero
If the error signal is Medium then V <sub>fuzzy</sub> is Medium
If the error signal is High then V <sub>fuzzy</sub> is High



### 7.3 Integración de WinCC, Simulink y PLC

En la Figura 7.6 se refleja el diagrama de bloques del sistema de control en tiempo real implementado en Simulink. Se compone de tres subsistemas: bloques de lectura para la adquisición de señales de entrada (*OPC Read*), el bloque del controlador borroso, y bloques para la escritura en tiempo real en la memoria del autómatas (*OPC Write*). Los parámetros de la comunicación se definen en el bloque de configuración, *OPC Configuration*, de modo que Simulink actúa como cliente OPC.

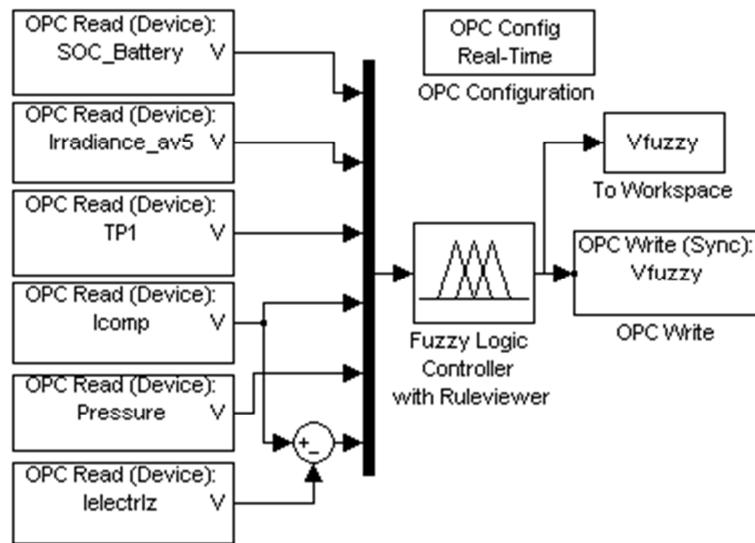


Figura 7.6. Diagrama de bloques de Simulink para control borroso mediante enlace OPC.

La Figura 7.7 ilustra la secuencia de operaciones realizadas desde la lectura de los sensores conectados al autómatas. Estas lecturas son almacenadas en los bloques de datos de la memoria de dicho dispositivo, junto con los resultados de los cálculos programados (como son el promedio de la irradiancia incidente y el SOC de la batería). El servidor OPC permite el acceso a estas posiciones de memoria desde Simulink mediante los bloques de lectura OPC (*OPC Read*). Estos datos constituyen las señales de entrada al controlador borroso, que aplica las reglas definidas a las entradas, una vez borrosificadas, para generar una señal de salida,  $V_{fuzzy}$ , que es posteriormente desborrosificada. Esta variable es escrita en la memoria del PLC por el servidor OPC utilizando el bloque *OPC Write* de Simulink. Es decir, todos los datos se intercambian mediante OPC, tanto para operaciones de lectura como de escritura en la memoria del autómatas. Este último se encarga de acondicionar la

señal  $V_{fuzzy}$  para convertirla en un valor de tensión en la salida analógica conectada al convertidor DC/DC del electrolizador.

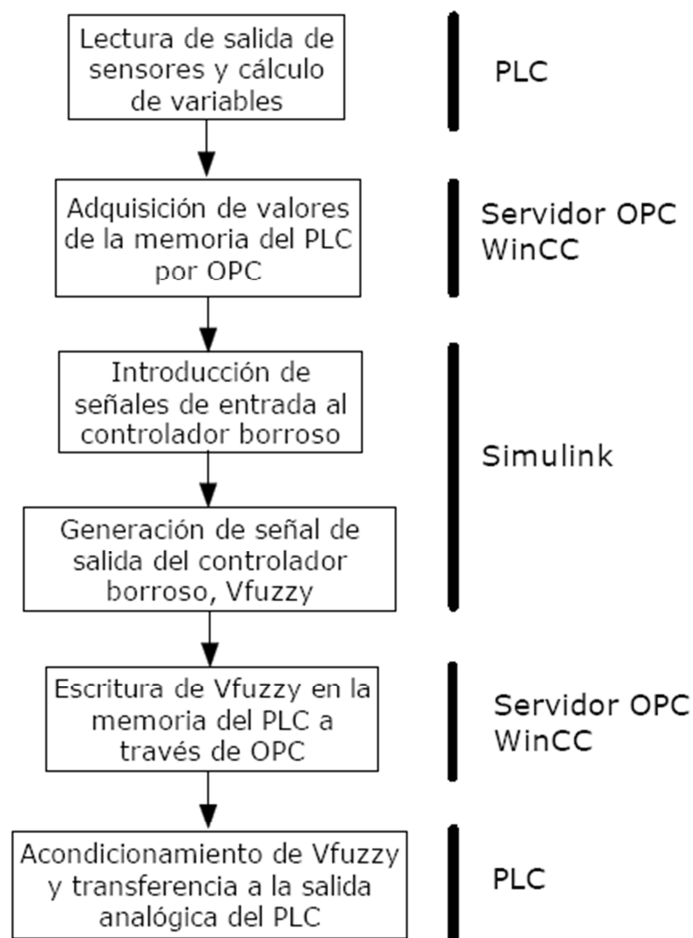


Figura 7.7. Flujograma de la comunicación entre WinCC flexible, Simulink y el PLC por OPC.

La memoria del autómatas se organiza en bloques de datos, de manera que el servidor OPC accede a las posiciones de dichos bloques en que se almacenan las variables de interés. Las variables son las lecturas de los sensores y los valores calculados que juegan el papel de entradas del controlador. Las posiciones son direccionadas al configurar las variables en el WinCC flexible Runtime, esto es, el servidor OPC, como puede verse en la Figura 7.8. Por ejemplo, la irradiancia promediada se lee en la dirección DB 3 DBD 4, esto es, en el bloque de datos DB3, en la posición 4 con tamaño doble palabra. Por su parte, la salida  $V_{fuzzy}$  se sitúa en la posición 0 del bloque de datos DB9, esto es, su dirección es DB 9 DBD 0.

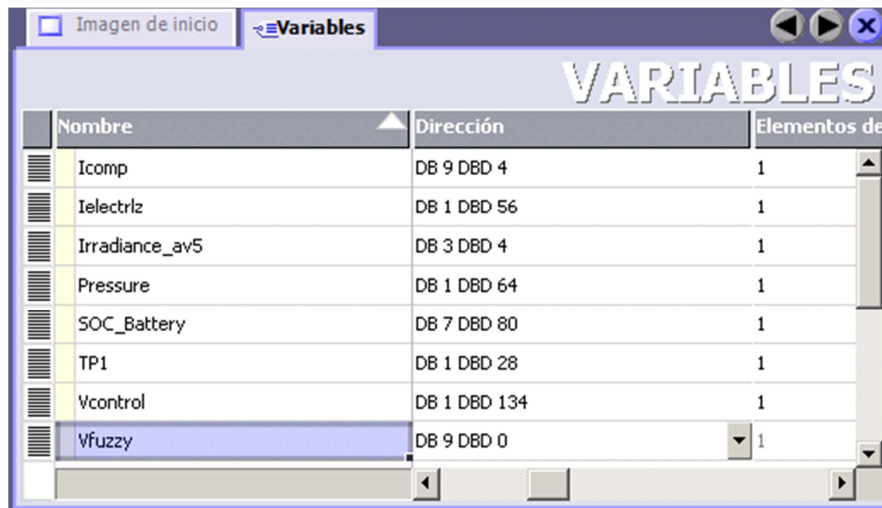


Figura 7.8. Direccionamiento de las variables de la memoria del PLC en el servidor OPC.

El tiempo de muestreo elegido para los bloques de Simulink ha sido 10 segundos. Por su parte, mediante STEP7 se ha configurado el bloque de interrupción cíclica del PLC, OB35, ejecutado cada 10 s, para que lleve a cabo el desescalado y acondicionamiento de  $V_{fuzzy}$ . El valor resultante se escribe en la dirección correspondiente a la salida analógica de tensión del módulo SM334, configurada con rango de salida entre 0 y 10 V.

La aplicación de WinCC flexible Runtime y Simulink, servidor y cliente OPC respectivamente, están instalados en el mismo PC, colocado en el laboratorio en que se encuentra el banco de ensayo. Por ello, tanto el servidor como el cliente OPC son máquinas locales. En la Figura 7.9 se observa la ejecución simultánea del servidor OPC, del esquema de Simulink que actúa como cliente OPC y del visor de reglas borrosas (proporcionado por Simulink) en el mencionado PC conectado al sistema de control del banco.

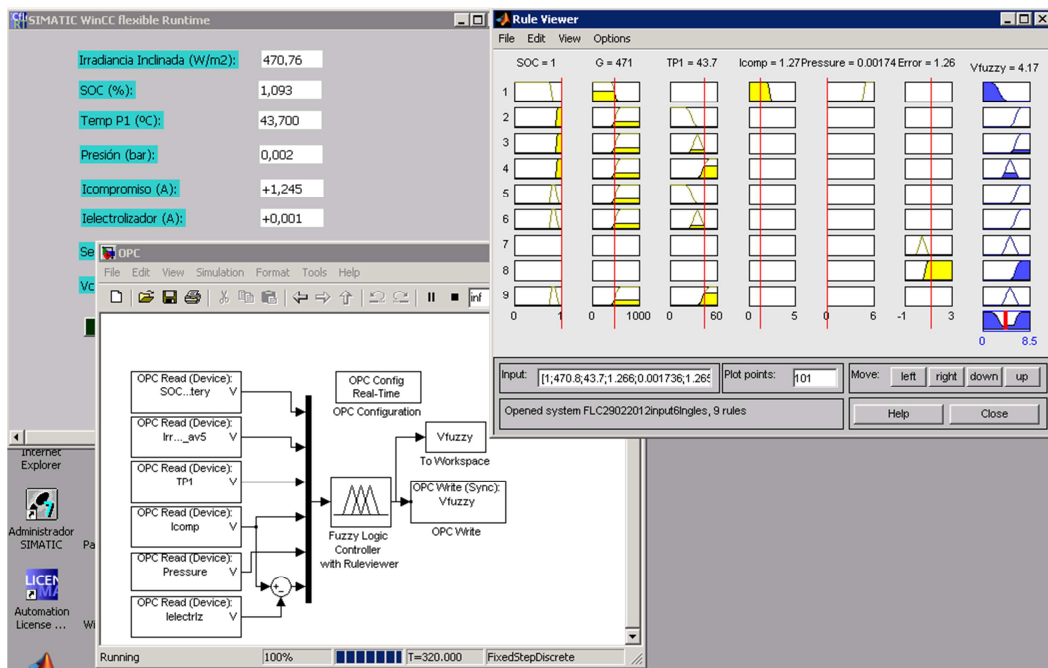


Figura 7.9. Servidor OPC, Simulink y visor de reglas borrosas ejecutándose en el mismo PC.

## **CAPÍTULO 8. RESULTADOS EXPERIMENTALES**

En este capítulo se exponen y analizan los resultados obtenidos durante el funcionamiento del banco de ensayo, especialmente los datos de la operación del electrolizador bajo las diferentes estrategias desarrolladas y aplicadas para automatizar su punto de trabajo.

### **8.1 Punto de trabajo variable del electrolizador sin SOC estimado**

En este apartado se muestran los resultados correspondientes al funcionamiento del banco de ensayo siendo el punto de trabajo del electrolizador determinado según la estrategia descrita en el apartado 6.5 del Capítulo 6. En ésta, la tensión que el PLC aplica al convertidor DC/DC se calcula a partir de la estimación de corriente teóricamente disponible para generar hidrógeno.

En primer lugar, la Figura 8.1 muestra el balance de corrientes involucradas en el funcionamiento del electrolizador y el valor de la irradiancia global sobre el plano inclinado de los módulos fotovoltaicos, entre las 6 y las 21 horas del día 20 de julio de 2010.

Se aprecia como el generador de hidrógeno se pone en marcha cuando la corriente de la batería desciende al pasar a la fase de flotación y el resto de condiciones meteorológicas y tecnológicas son favorables. Se hace necesario aclarar que durante esta etapa de los trabajos, un regulador de carga, LEO 10 de Atersa, fijaba las condiciones de carga de la batería a partir de la corriente de los módulos fotovoltaicos. Este dispositivo establecía una fase de flotación en la que se suministraba una corriente de pequeño valor para mantener la carga de la batería compensando el efecto de auto-descarga. En fechas posteriores, dicho regulador fue sustituido por uno de diseño propio que no contempla fase de flotación, suavizando, por tanto, la corriente de la batería.

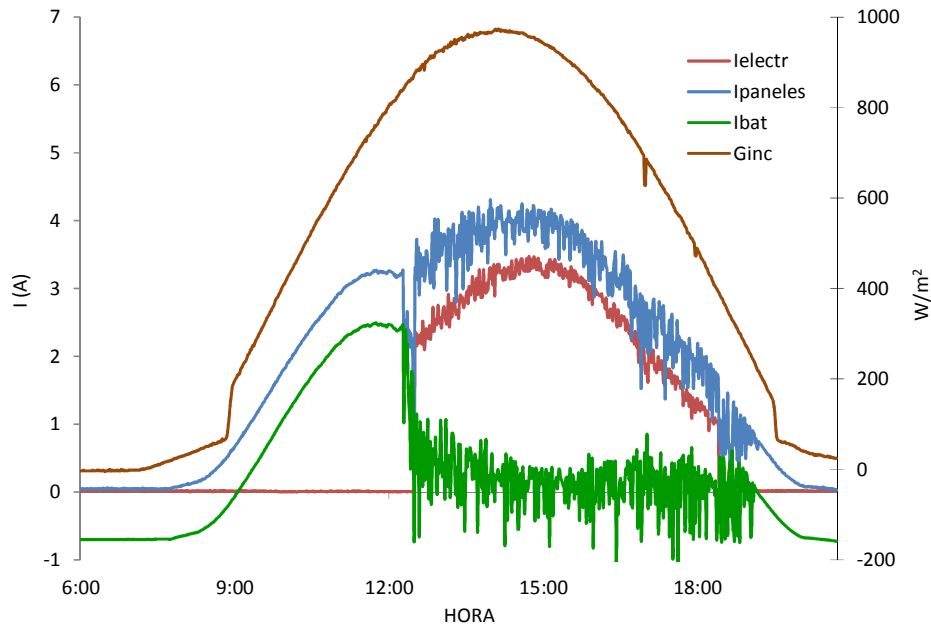


Figura 8.1. Irradiancia inclinada y balance de corrientes en el bus DC el día 20 de julio de 2010.

La corriente consumida por el electrolizador presenta variaciones rápidas y de escaso valor, siendo debidas principalmente a las fluctuaciones de la corriente de la batería, aunque también intervienen factores como los cambios instantáneos de la radiación incidente y de la temperatura de los paneles, a su vez influida por el viento. Sin embargo, a pesar de las comentadas variaciones, se comprueba que la corriente del electrolizador sigue la tendencia de la irradiancia, aumentando o disminuyendo de acuerdo a la corriente que los paneles entregan.

En la Figura 8.2 se representa la corriente realmente entregada por los módulos fotovoltaicos junto con la corriente máxima prevista, calculada según la ecuación 6.1, además de la irradiancia incidente sobre dichos módulos. Se observa que la corriente de los paneles es muy próxima a la máxima teórica, a diferencia de la situación en que el electrolizador operaba en un punto de trabajo fijo, según lo comentado en el apartado 6.3 del Capítulo 6. Cuando aumenta la radiación incidente, los módulos disponen de mayor capacidad para generar energía y la estrategia para establecer el punto de trabajo del electrolizador de forma variable lograr una mayor corriente generada por parte de dichos módulos y una generación de hidrógeno que se adapta a la disponibilidad de corriente excedentaria.

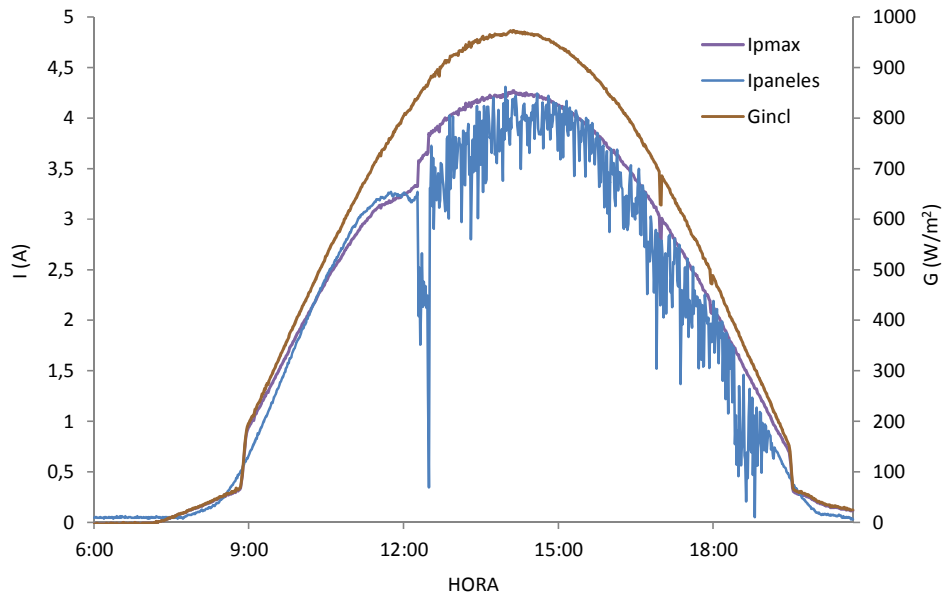


Figura 8.2. Irradiación inclinada y corrientes real y máxima prevista de los paneles el día 20 de julio de 2010.

Por su parte, la Figura 8.3 contiene información sobre la evolución de la corriente del electrolizador y del caudal de hidrógeno producido para el mismo intervalo de funcionamiento, resultando apreciable que ambas magnitudes presentan la misma tendencia. Se evidencia que la producción de hidrógeno sigue perfectamente la corriente excedentaria disponible, dada por la corriente consumida por el electrolizador.

De forma análoga, en la Figura 8.4 se representan el caudal de hidrógeno generado y la irradiación incidente en el plano de los módulos. Se comprueba que la producción de hidrógeno sigue la variación de la irradiación, incrementándose cuando aquella lo hace, especialmente en las horas centrales del día.

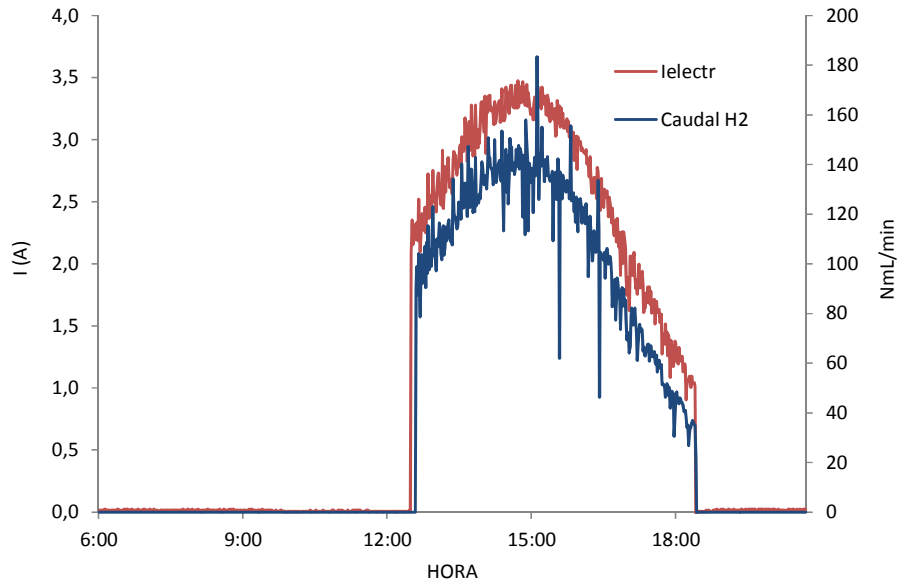


Figura 8.3. Corriente del electrolizador y caudal de hidrógeno producido el día 20 de julio de 2010.

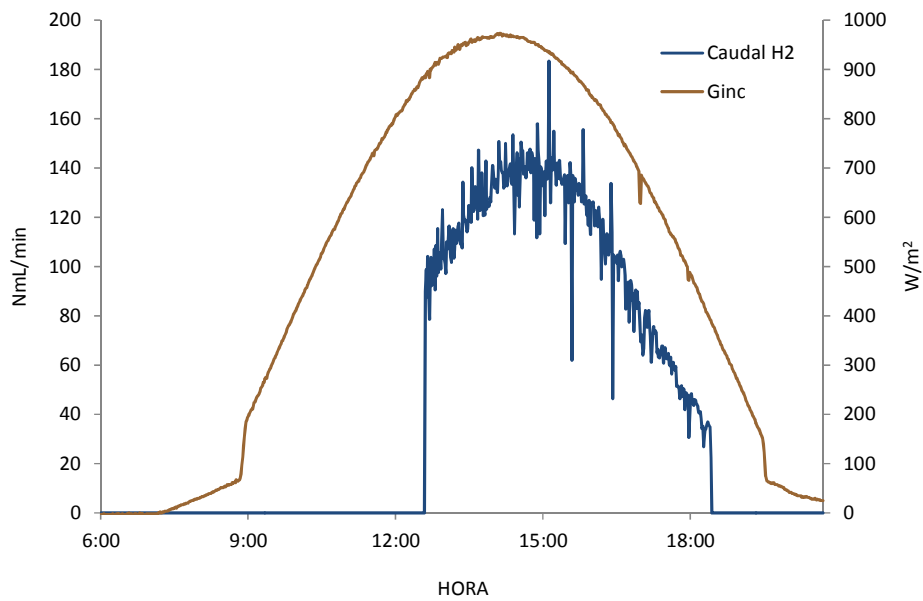


Figura 8.4. Caudal de hidrógeno producido e irradiancia inclinada el día 20 de julio de 2010.

Puede observarse que al comienzo de la operación del electrolizador, existiendo ya un consumo de corriente, el caudal de hidrógeno tarda unos minutos en presentar un valor no nulo. Esto es debido a que el sensor que mide dicho caudal se encuentra en una parte del circuito de hidrógeno a la que éste llega tras atravesar una válvula anti retorno, por lo



que la presión del hidrógeno generado debe superar la existente en dicho circuito, para ser medido por el caudalímetro.

Como se comentó en el apartado 6.3 del Capítulo 6, con anterioridad a la presente Tesis, el electrolizador operaba en un punto de trabajo fijo, con una corriente constante, de manera que el autómatas no ordenaba su puesta en marcha hasta que la corriente de compromiso superase el valor de 3 A. Sin embargo, según se describió en el apartado 6.4 del mismo capítulo, en el algoritmo que gestiona el electrolizador, se ha fijado un valor umbral de 2 A para que este equipo se ponga en funcionamiento. La producción de hidrógeno comienza en cuanto la corriente excedentaria disponible alcanza dicho valor de 2 A, sin ser necesario, por tanto, esperar hasta superar los 3 A. De este modo, al reducir el umbral, se comienza antes a utilizar dicha corriente excedentaria, prolongando así el periodo durante el que se genera hidrógeno.

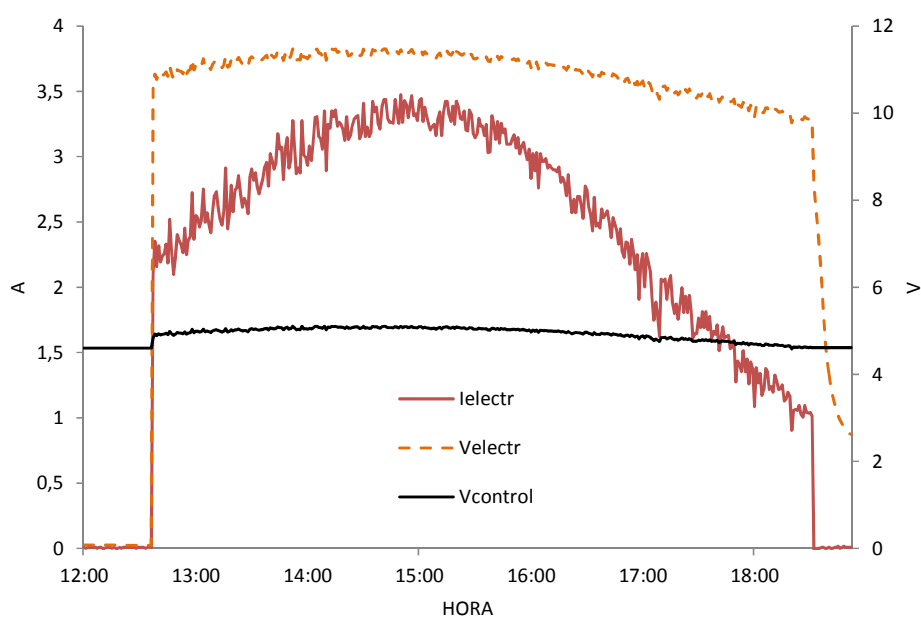


Figura 8.5. Corriente y tensión del electrolizador y tensión establecida por el PLC el día 20 de julio de 2010.

Se observa en la Figura 8.5 la evolución de la tensión y corriente del electrolizador y de la tensión establecida por el PLC según la estrategia empleada. La tensión  $V_{control}$  presenta un valor no nulo por encontrarse almacenado en la memoria del PLC, si bien no es realmente aplicada mientras el electrolizador no está en marcha. Al iniciarse la generación de hidrógeno, la tensión del stack del electrolizador alcanza directamente un

valor de 10.6 V. La tensión  $V_{\text{control}}$  no presenta variaciones significativas durante el funcionamiento del equipo, si bien desciende su valor progresivamente hasta que se detiene el proceso. Se comprueba que durante el periodo central de la operación, la propia inercia del electrolizador da lugar a un incremento progresivo de la corriente consumida, que sigue la tendencia de la irradiancia incidente según se ha comentado en las figuras previas.

## **8.2 Punto de trabajo variable del electrolizador incluyendo SOC estimado**

En este apartado se exponen los resultados relativos al SOC de la batería, estimado según el método descrito en el Capítulo 5, y a la operación del electrolizador siguiendo la estrategia del punto de trabajo variable, pero con la inclusión de dicho valor del SOC. Los detalles del algoritmo con las modificaciones correspondientes a dicho SOC se expusieron en el apartado 6.6 del Capítulo 6.

Los resultados obtenidos durante la operación autónoma del banco de ensayo durante los días 3, 4 y 5 de agosto de 2011 se recogen a continuación.

La Figura 8.6 muestra la evolución de la corriente de la batería (A) y su SOC estimado (%). Tal como se observa, el SOC no baja del 80 %, manteniéndose en un rango de valores altos con objeto de evitar excesivos ciclos de carga/descarga que degraden la batería y acorten su vida útil. El SOC varía de acuerdo a las variaciones de la corriente de la batería. Cuando la irradiancia solar incidente sobre los módulos fotovoltaicos es suficiente para alimentar la carga y además cargar la batería, ésta incrementa su SOC, como se comprueba en la gráfica. Análogamente, cuando el aerogenerador proporciona corriente, ésta da lugar a un aumento del SOC, como se aprecia durante el día 4 de agosto de 2011.

Por el contrario, el SOC disminuye cuando la corriente de la batería se reduce por falta de luz solar y de viento, o al estar en marcha el generador de hidrógeno, como se comenta en el siguiente párrafo. Gráficamente se observa que la corriente de entrada a la batería disminuye conforme aumenta su SOC, consecuencia de que su capacidad de aceptar carga va reduciéndose y aumenta su resistencia interna. Esta situación da lugar a un excedente de corriente procedente de los paneles fotovoltaicos teóricamente disponible, pero que no se utiliza hasta la puesta en funcionamiento del electrolizador, como se observa en la Figura 8.7 que ilustra las aportaciones de corriente de los paneles, del aerogenerador y la consumida por el electrolizador.

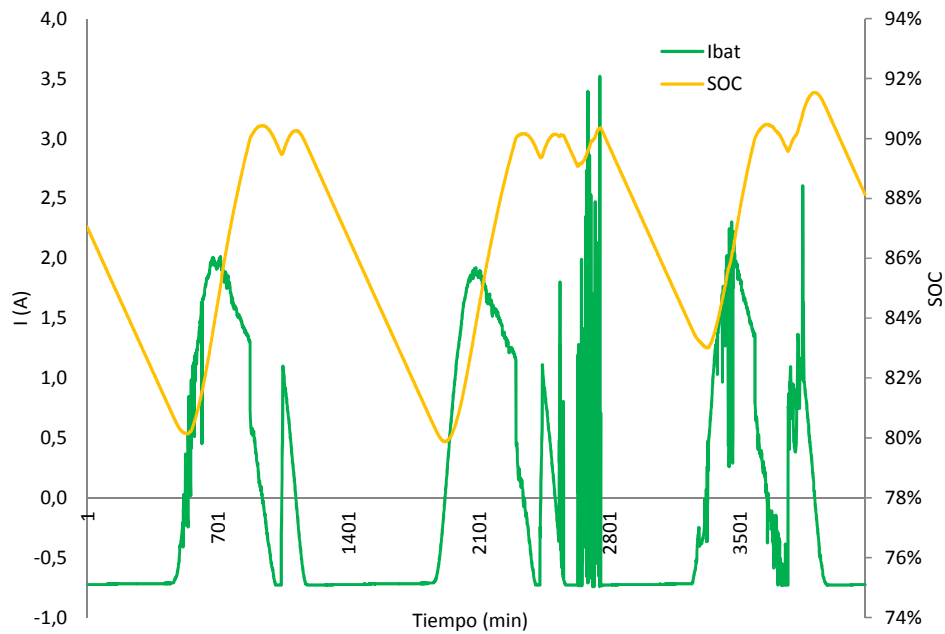


Figura 8.6. Corriente y SOC de la batería a lo largo de los días 3 al 5 de Agosto de 2011.

La corriente de la batería es el resultado del balance de las contribuciones del generador eólico-solar menos la corriente destinada a la carga DC conectada y al electrolizador. Como se observa en la Figura 8.6, cuando se cumplen las condiciones de puesta en marcha del electrolizador la corriente de la batería disminuye hasta hacerse negativa. Esto es debido a que la corriente suministrada por los paneles fotovoltaicos se dirige al electrolizador a medida que éste la demanda, llegando al extremo en que la batería se encarga de satisfacer la demanda de la carga DC mientras los paneles alimentan exclusivamente la producción de hidrógeno. Este hecho se aprecia en la Fig. 8.7 en la que se representan la corriente procedente del generador solar y la consumida por el generador de hidrógeno. En la Figura 8.8 se concretan los datos del día 3 de Agosto de 2011, en que se comprueba claramente como el SOC decrece mientras la corriente de la batería disminuye hasta hacerse negativa para alimentar la carga, y de forma simultánea, la corriente del electrolizador aumenta progresivamente.

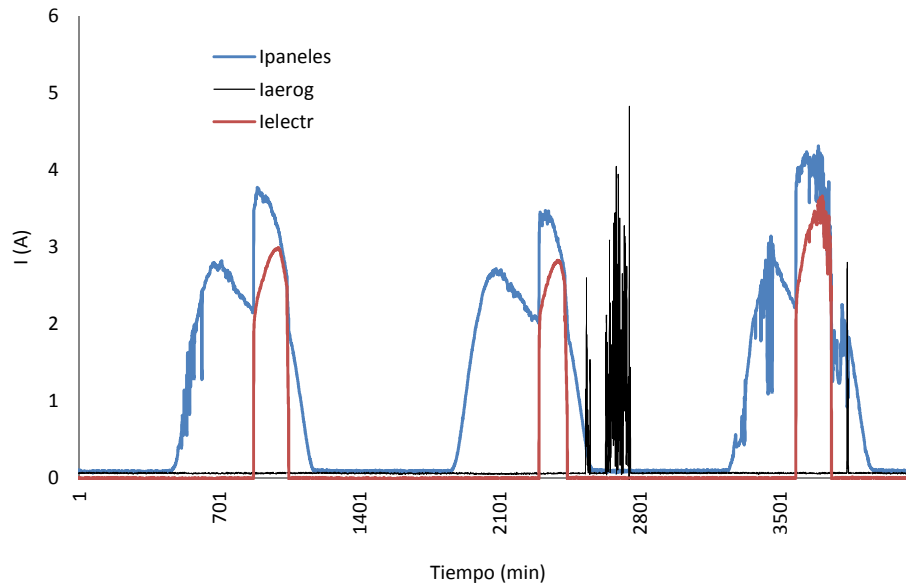


Figura 8.7. Corrientes suministradas por los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador, y la consumida por el electrolizador durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011.

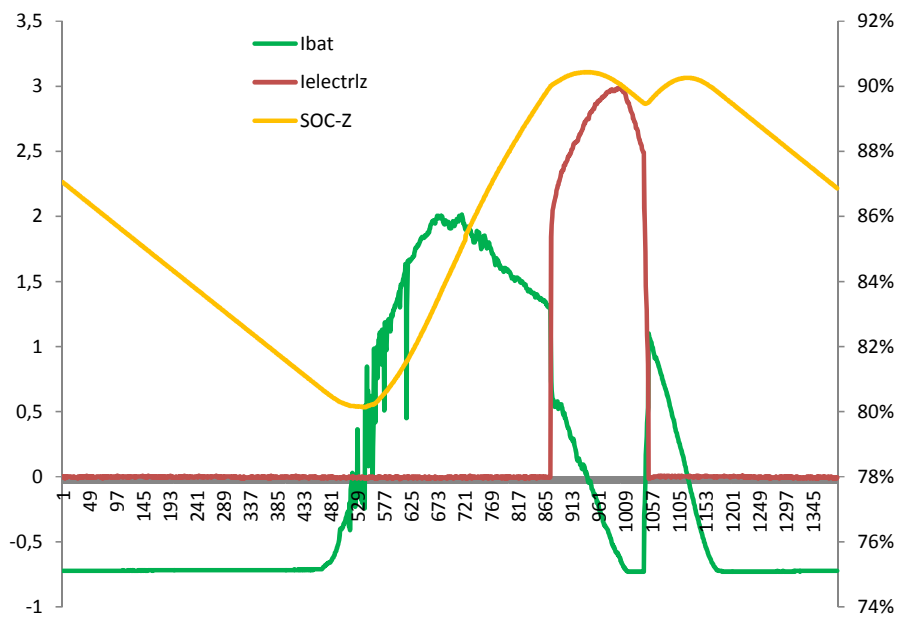


Figura 8.8. Corriente y SOC de la batería, y corriente del electrolizador durante el día 3 de Agosto de 2011.

A diferencia de la corriente suministrada por los módulos fotovoltaicos, la procedente de la turbina eólica varía de forma brusca debido a la naturaleza aleatoria del viento, como puede observarse en la Figura 8.9, en la que se refleja la velocidad del viento y

la corriente entregada por dicha turbina. Se genera corriente únicamente los días 4 y 5 mientras el valor de la velocidad del viento supera la oposición inicial que la propia turbina presenta al movimiento, teóricamente establecida en 10 km/h.

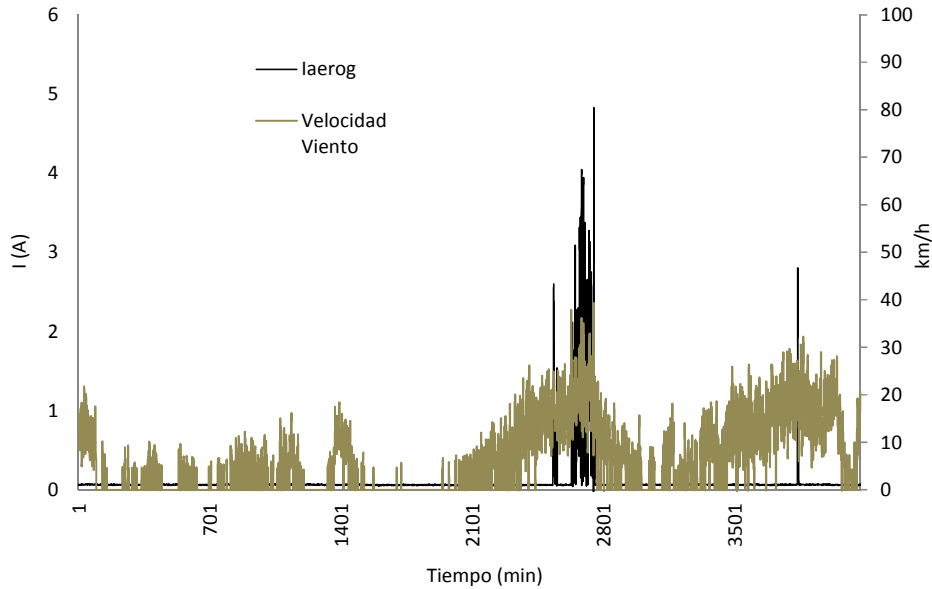


Figura 8.9. Velocidad del viento e intensidad suministrada por el aerogenerador durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011.

El caudal de hidrógeno generado y la irradiancia global incidente sobre los módulos fotovoltaicos se representan en la Figura 8.10. La producción es mayor el día 5 debido por una parte a que el SOC durante la noche ha descendido tan sólo hasta el 83 %, de modo que la batería se ha cargado con mayor rapidez, es decir, el SOC ha alcanzado antes el valor umbral para la puesta en marcha del electrolizador, dando lugar a un intervalo de funcionamiento más prolongado y a una mayor producción de hidrógeno. Por otra parte, la intensidad de corriente generada por los paneles solares es mayor y por tanto también la corriente consumida por el electrolizador. Puede observarse que la producción de hidrógeno depende no sólo de la presencia de irradiancia, sino también de que se cumpla el resto de condiciones establecidas en el algoritmo de gestión descrito.

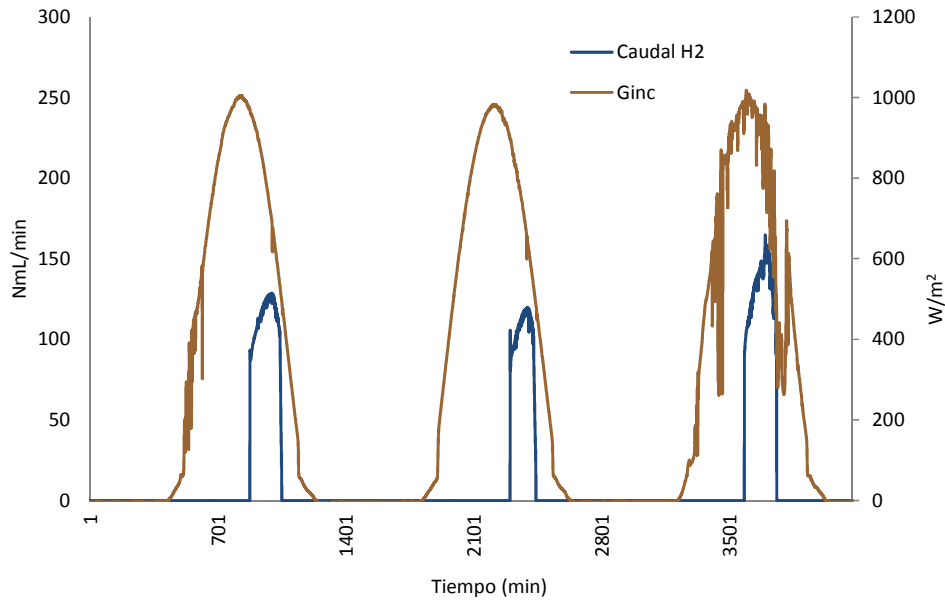


Figura 8.10. Caudal de hidrógeno generado e irradiancia solar incidente durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011.

En la Figura 8.11 se encuentran representadas las variables SOC estimado y tensión de la batería con objeto de observar la variación de esta última magnitud. Para llevar a cabo la gestión de la instalación, tal como se comentó en el apartado de introducción, la tensión de la batería no es representativa de la energía que ésta contiene. Este hecho queda patente en la gráfica en la cual se pone de manifiesto que, aunque las variaciones de tensión siguen la misma tendencias que las del SOC, sus variaciones son mucho más bruscas, especialmente cuando entra en funcionamiento el aerogenerador, lo cual dificulta dicha gestión de la instalación. Otro aspecto negativo de la utilización de la tensión como parámetro, aunque no se refleja en la gráfica anterior, reside en la utilización de reguladores de carga que al pasar al estado de flotación disminuyen la tensión de la batería, a pesar del elevado valor del SOC de la misma.

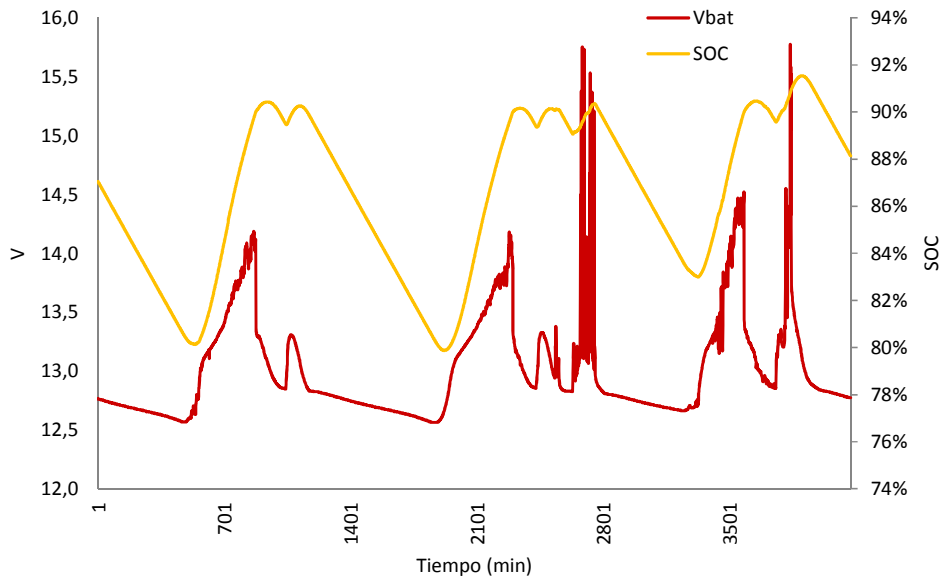


Figura 8.11. SOC y tensión de la batería durante los días 3 al 5 de Agosto de 2011.

La evolución del SOC de la batería, de la corriente consumida por el electrolizador, de las corrientes generadas por el aerogenerador y módulos fotovoltaicos, y de la irradiancia global incidente, se representa en la Figura 8.12. Como se comentó para las figuras 8.6, 8.7 y 8.8, mientras el generador de hidrógeno consume corriente, el SOC disminuye. Se observa, que la corriente suministrada por los módulos fotovoltaicos disminuye en torno a las 13 horas, a pesar de aumentar la irradiancia, como consecuencia de que la batería ha alcanzado un SOC elevado, próximo al 85 %. Sin embargo, a partir de las 15 horas, vuelve a aumentar porque empieza a generarse hidrógeno, respondiendo los módulos a la demanda de corriente del electrolizador.

También se observa en la figura la importancia de la contribución energética que realiza el aerogenerador cuando alrededor de las 22 horas, a pesar de ser de noche y no existir, por tanto, radiación solar, el SOC aumenta cuando la velocidad de viento es suficiente para que el aerogenerador produzca corriente.

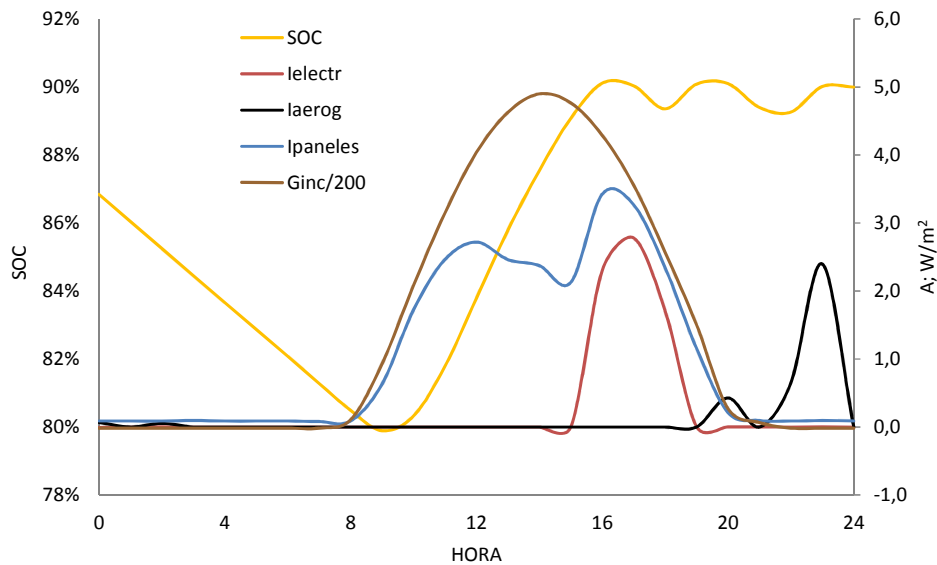


Figura 8.12. Variación horaria del estado de carga de la batería a lo largo del día 4 de Agosto de 2011.

La Figura 8.13 ilustra la irradiancia inclinada recibida por los paneles fotovoltaicos, la corriente que éstos entregan y la corriente máxima prevista ( $I_{pmax}$ ) para los mismos durante el día 4 de Agosto de 2011. Esta última corriente es determinada según la ecuación 6.3. Como se indicó en el Capítulo 6, la expresión para calcular dicha corriente máxima fue modificada a partir de datos experimentales, dependiendo de la irradiancia incidente en el plano inclinado de los paneles y de la tensión a que éstos se encuentran. De forma idéntica a lo comentado para la Figura 8.12, se comprueba en la gráfica que cuando el SOC de la batería es elevado, la corriente que ésta acepta va disminuyendo, haciéndolo del mismo modo la corriente de los módulos fotovoltaicos. Por tanto, hasta que no se dan las condiciones requeridas para activar el electrolizador, la corriente máxima teórica supera la realmente entregada por dichos módulos. Una vez comienza a generarse hidrógeno, la corriente de origen fotovoltaico llega incluso a superar el valor máximo previsto. Este hecho se debe principalmente a la inercia propia del electrolizador.



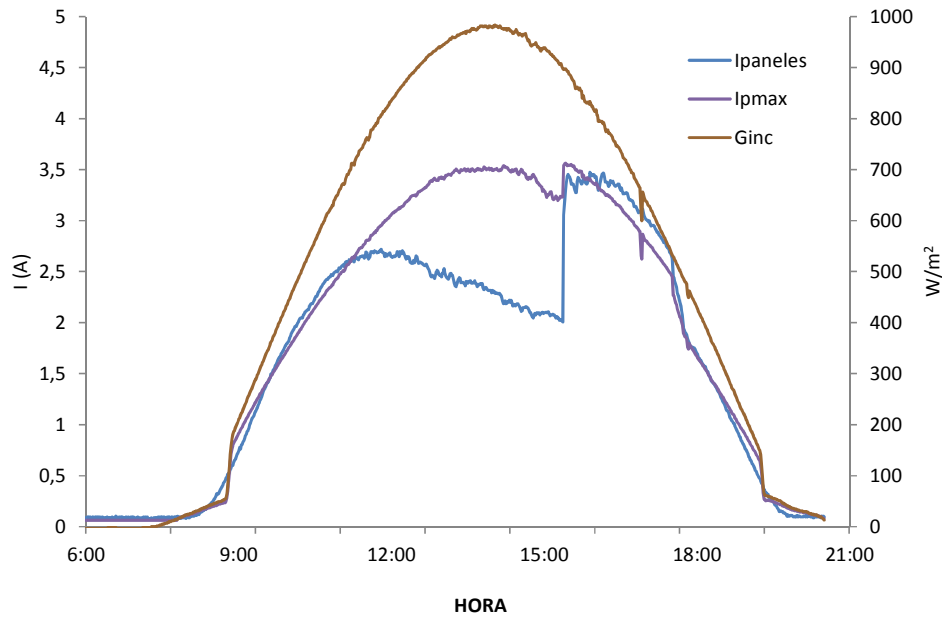


Figura 8.13. Irradiancia inclinada y corrientes real y máxima prevista de los paneles el día 4 de Agosto de 2011.

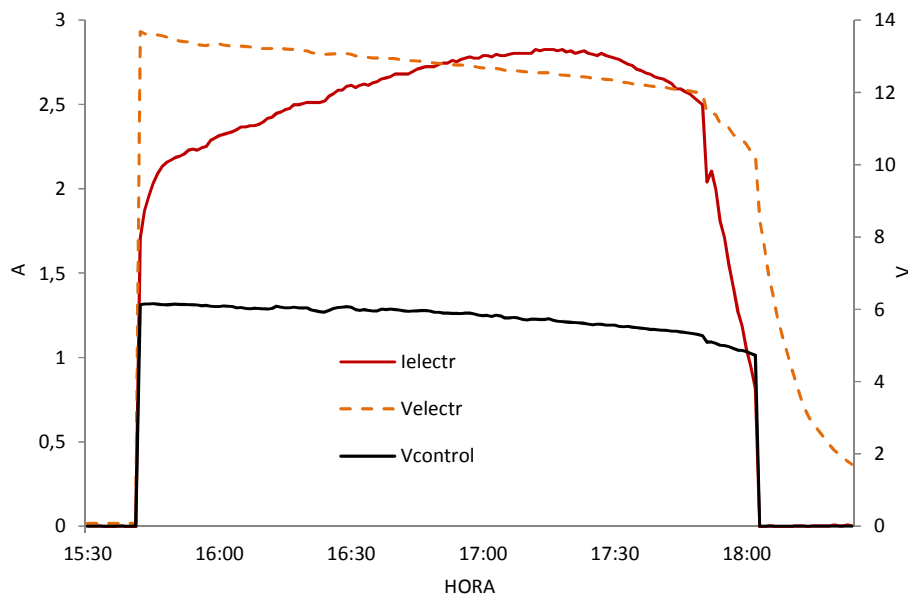


Figura 8.14. Corriente y tensión del electrolizador y tensión establecida por el PLC, día 4 de Agosto de 2011.

La Figura 8.14 ilustra la evolución de la tensión y corriente del electrolizador y de la tensión establecida por el PLC según la estrategia empleada ( $V_{control}$ ), durante el tiempo de funcionamiento del electrolizador. Al inicio de la generación de hidrógeno, la tensión del

stack del electrolizador pasa de 0 a 13.7 V. La tensión  $V_{\text{control}}$  apenas varía durante el transcurso de la generación de hidrógeno, si bien desciende su valor progresivamente hasta que se detiene el proceso. Se comprueba que durante el periodo central de la operación del electrolizador, a la vez que la tensión  $V_{\text{control}}$  decrece, la propia inercia de funcionamiento del equipo da lugar a un incremento progresivo de la corriente consumida.

### **8.3 Operación de la pila de combustible incluyendo SOC estimado**

En este apartado se exponen los resultados correspondientes a la operación de la pila de combustible con la inclusión del valor estimado del SOC. Los detalles del algoritmo que gobierna el encendido y apagado de este dispositivo, con la estimación del SOC ya considerada, se expusieron en el apartado 6.6 del Capítulo 6.

Los resultados obtenidos durante la operación autónoma del banco de ensayo durante el día 13 de Abril de 2013 se muestran a continuación.

La pila de combustible se pone en funcionamiento a las 2 de la madrugada porque el SOC estimado de la batería alcanza el valor umbral de 60% que se configuró en el algoritmo asociado. La Figura 8.15 ilustra la evolución de la corriente de la pila de combustible junto con el SOC de la batería. Por su parte, la Figura 8.16 muestra el balance de corrientes en el bus DC durante la operación de la pila, esto es, la corriente de dicha pila, la corriente de la batería, y la corriente consumida por la carga conectada. No hubo aportación de corriente por parte del aerogenerador ese día.

Se observa que la corriente de la pila se encarga de satisfacer la demanda de la carga, por lo que la batería tiene una corriente nula, es decir, se detiene su proceso de descarga. Por ello, el SOC se mantiene constante durante este periodo. La pila detiene su funcionamiento por causa del descenso de la presión de hidrógeno almacenado por debajo del valor establecido en el algoritmo, 1 bar, según se observa en la Figura 8.17. Tras ello, la batería vuelve a alimentar la carga, su corriente es negativa, de manera que se descarga, disminuyendo su SOC hasta un 57.67% en torno a las 9 horas, siendo éste el valor mínimo alcanzado durante el día bajo análisis. Después, al hacerse de día, el SOC aumenta debido a la corriente proporcionada por los módulos fotovoltaicos, hasta alcanzar un valor máximo del 79.32% en torno a las 18 horas.

Se logra con éxito el objetivo de evitar una descarga excesiva de la batería, a la vez que no cesa la alimentación hacia la carga.

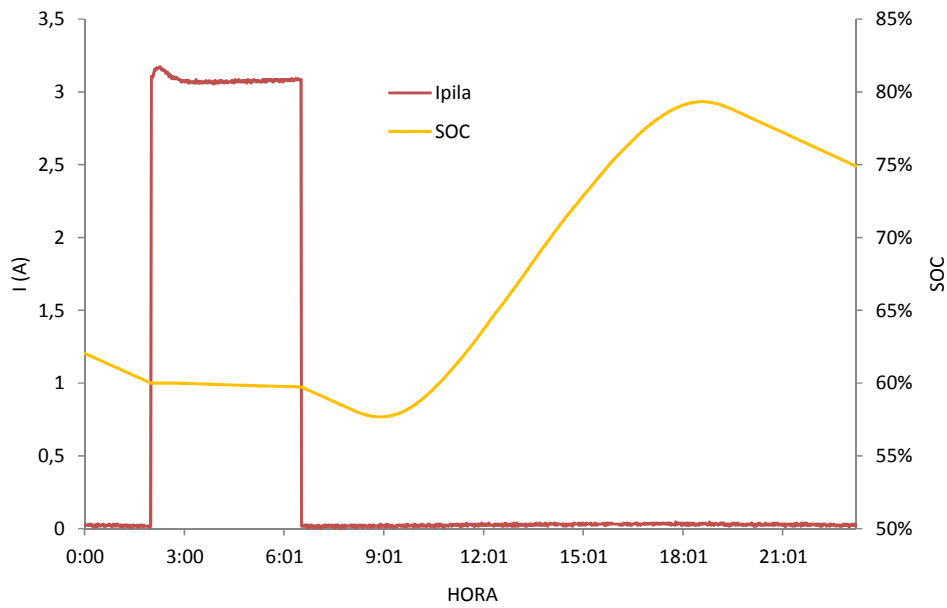


Figura 8.15. Corriente de la pila de combustible y SOC de la batería durante el día 13 de Abril de 2013.

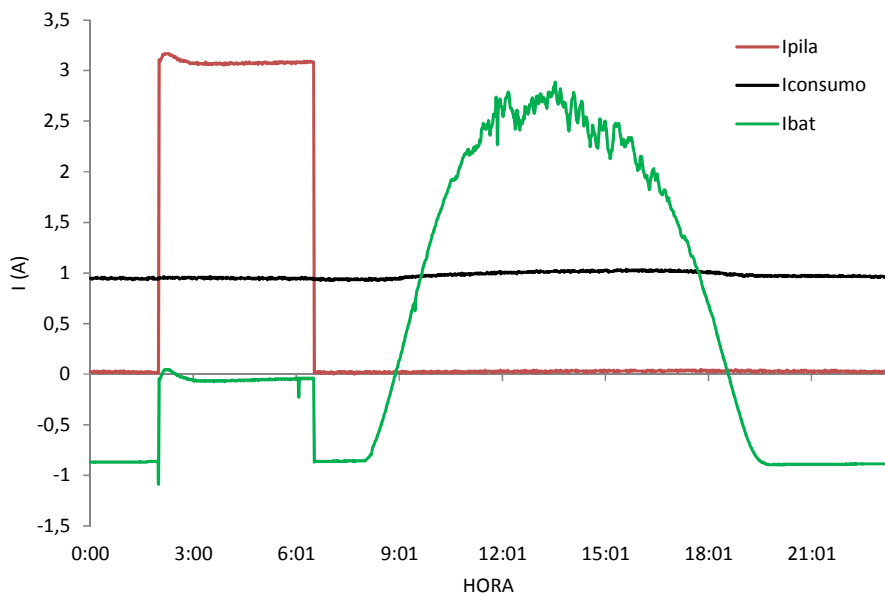


Figura 8.16. Balance de corrientes durante el funcionamiento de la pila de combustible el día 13 de Abril de 2013.

En la Figura 8.17 se observa que la presión de las botellas de hidruros pasa de 3.57 bar a 1 bar, tras las aproximadamente 5 horas de funcionamiento ininterrumpido de la pila. Como se puede observar en la traza correspondiente al caudal de hidrógeno de la pila de combustible (Caudal H<sub>2</sub>), aparecen unos picos de consumo durante el funcionamiento de la misma. Estos picos se producen durante los instantes de purgado de la pila de combustible, en los que se abre una electroválvula que libera los gases que se producen en el interior del stack (vapor de agua e hidrógeno).

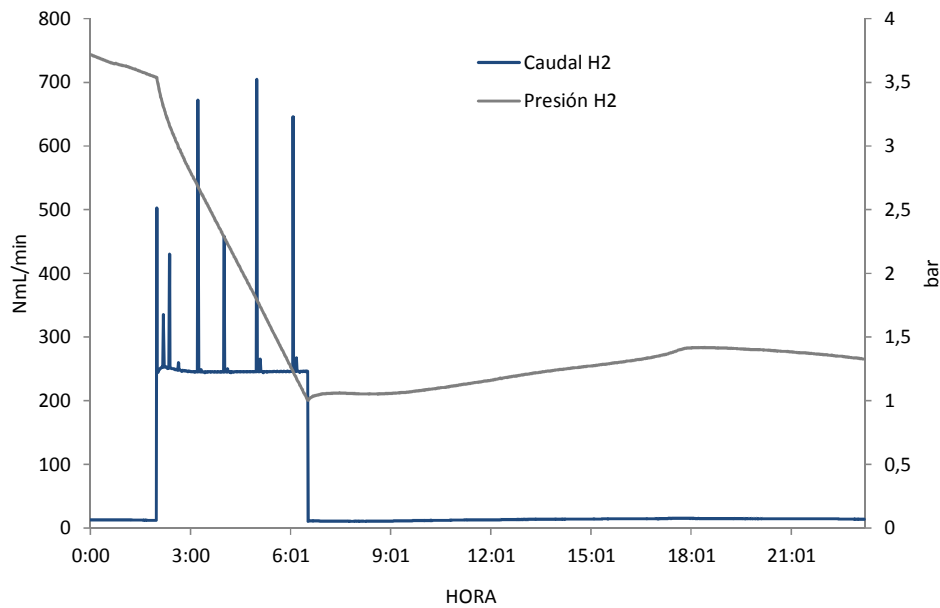


Figura 8.17. Caudal de hidrógeno consumido por la pila y presión de las botellas de hidruros metálicos el día 13 de Abril de 2013.

#### 8.4 Punto de trabajo variable del electrolizador determinado mediante FLC

En este apartado se muestran los resultados obtenidos durante el funcionamiento del banco de ensayo durante la aplicación del controlador borroso para determinar el punto de trabajo del electrolizador, según se describió en el Capítulo 7.

La Figura 8.18 muestra la evolución de las corrientes del electrolizador, de la batería y de los módulos fotovoltaicos, y de la irradiancia inclinada entre las 6 y las 21 horas del día 21 de Marzo de 2012. Cabe señalar que para este día no hubo aportación de corriente de origen eólico.

Cuando las condiciones meteorológicas y tecnológicas son favorables para la generación de hidrógeno según las reglas del FLC, se pone en marcha el electrolizador, en torno a las 10. Se observa entonces que la corriente de la batería disminuye progresivamente, llegando incluso a pequeños valores negativos (-0.05 A aproximadamente) durante los últimos 30 minutos de funcionamiento del electrolizador. Por su parte, la corriente generada por los módulos fotovoltaicos sigue perfectamente la variación de la irradiancia solar incidente. Además, se comprueba que cuando se inicia la producción de hidrógeno, existe un incremento de esta corriente, debido al descenso de tensión de los módulos al comenzar la producción de hidrógeno.

Se observa que cuando se detiene el electrolizador, la corriente de los módulos disminuye significativamente, ya que únicamente debe satisfacer la demanda conjunta de la carga conectada y de la batería. Debido a que ésta presenta un alto valor del SOC, la corriente que demanda es pequeña.

La corriente consumida por el electrolizador presenta una tendencia similar a la de la irradiancia pero con menor pendiente, especialmente durante el primer tramo de funcionamiento. La causa de este comportamiento radica en el hecho de que los módulos fotovoltaicos se encargan de alimentar simultáneamente a la batería, a la carga y al electrolizador, de manera que no dedican a este último toda la corriente que pueden generar.

El FLC modifica su salida para adaptar el punto de trabajo del electrolizador a la disponibilidad de corriente, aumentando así la producción de hidrógeno. Para ello tiene en cuenta, además del resto de variables comentadas en el Capítulo 7, la irradiancia que reciben los paneles y el SOC de la batería. A medida que avanza el día, aumenta la irradiancia y, por tanto, la corriente que pueden aportar los módulos fotovoltaicos. El SOC también se incrementa ya que sigue recibiendo corriente, aunque en menor medida, por lo que, consecuentemente, la corriente consumida por el electrolizador aumenta.

En la Figura 8.19 se visualiza la variación del SOC con más detalle para el día 21 de Marzo de 2012. Tras el descenso que se produce durante la noche, el SOC se incrementa con rapidez durante el intervalo en que los módulos fotovoltaicos cargan la batería (además de alimentar la carga). A partir del instante en que comienza la generación de hidrógeno, la aportación a la batería disminuye, como se observa en la traza correspondiente a la corriente del acumulador. El SOC, por tanto, sigue aumentando pero a menor ritmo. Una

vez que cesa la operación del electrolizador, la corriente de los paneles fotovoltaicos se dirige a la batería, cuyo SOC se incrementa hasta alcanzar el máximo valor de esa jornada, un 90%. A partir de ese valor, el SOC decrece por la usencia de energía de origen eólico-solar, encargándose la batería de alimentar la carga. El menor valor alcanzado durante el día bajo análisis es un 82%, de modo que se comprueba así que este parámetro se encuentra dentro de un intervalo de valores elevados, salvaguardando la vida útil de la batería.

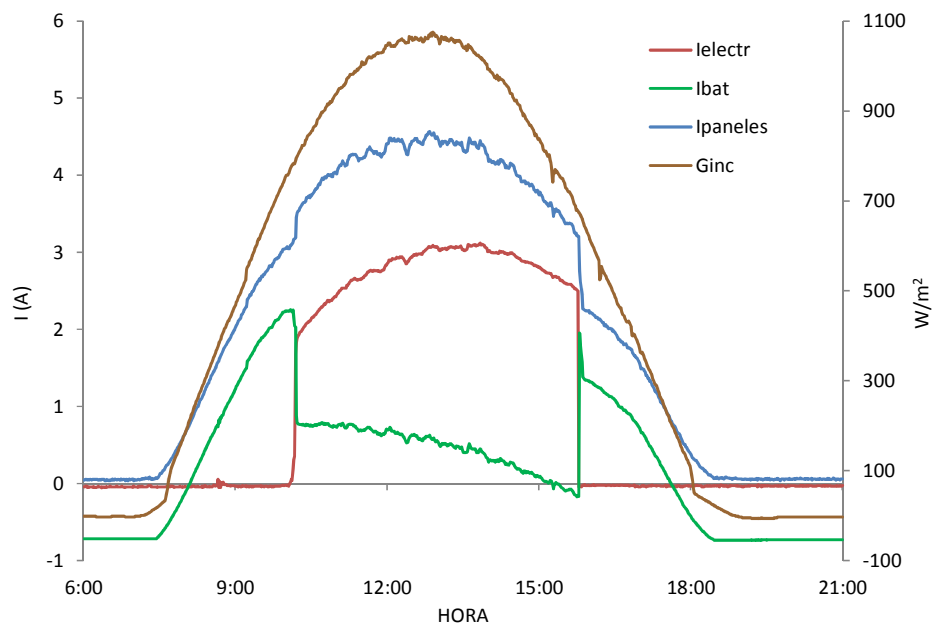


Figura 8.18. Irradiancia inclinada y balance de corrientes en el bus DC el día 21 de Marzo de 2012.

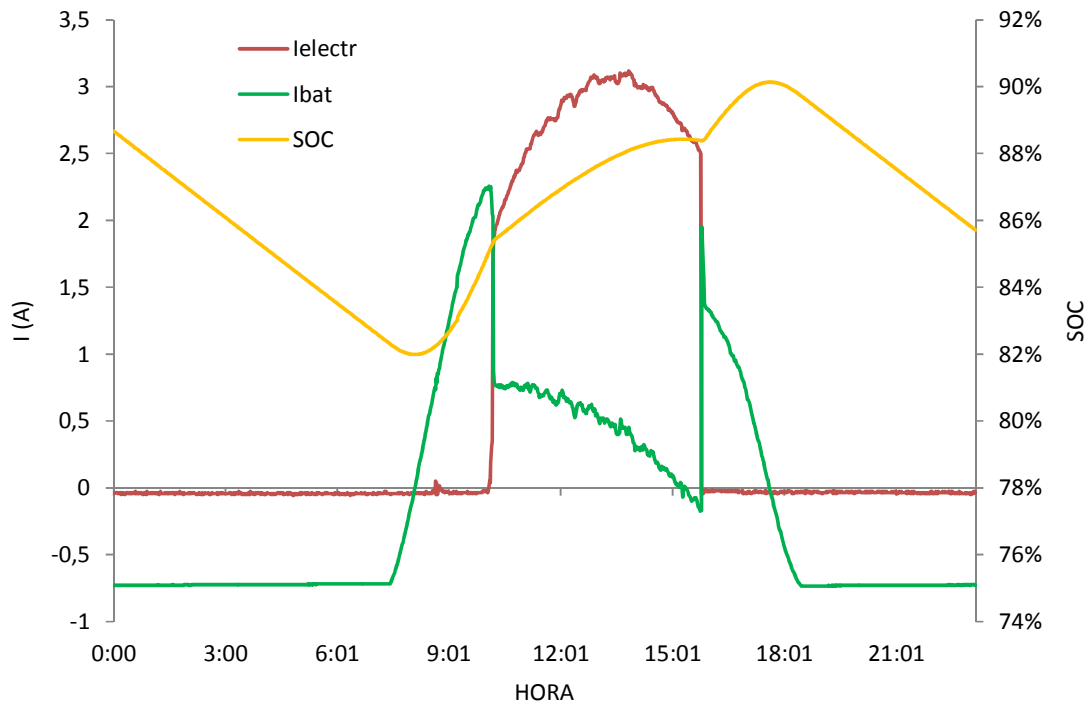


Figura 8.19. Corriente y SOC de la batería, y corriente del electrolizador durante el día 21 de Marzo de 2012.

En la Figura 8.20 se representan la irradiancia incidente en el plano inclinado de los módulos y el caudal de hidrógeno producido. Este último evoluciona siguiendo una tendencia más lenta que la de la irradiancia, por los motivos comentados para la corriente del electrolizador. Se comprueba, de nuevo especialmente durante las horas centrales del día, que el punto de trabajo de este equipo, y, por tanto, la generación de hidrógeno se adaptan a la disponibilidad de energía solar fotovoltaica.

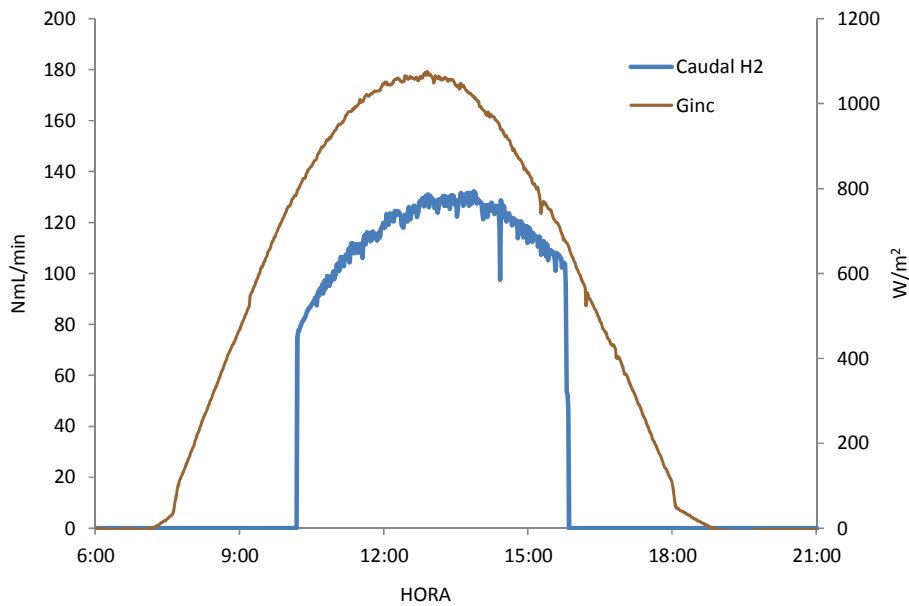


Figura 8.20. Caudal de hidrógeno producido e irradiancia inclinada el día 21 de marzo de 2012.

En la Figura 8.21. se representa la corriente realmente entregada por los módulos fotovoltaicos, la máxima corriente prevista para los mismos, y la irradiancia inclinada. Además de que la corriente de los módulos tiene una evolución casi paralela a la de la irradiancia, se comprueba que la corriente máxima estimada,  $I_{pmax}$ , es menor que la corriente real. Esta situación se debe a la influencia de la temperatura de los módulos fotovoltaicos en su capacidad para generar corriente, de manera que al tener una temperatura baja, su rendimiento es mayor y producen más corriente. Esta temperatura no está contemplada en la fórmula empleada para determinar la máxima producción de los módulos (ecuación 6.3). A lo largo del día estudiado, la diferencia máxima entre ambas corrientes es de 0.537 A, siendo el valor medio de 0.105 A.



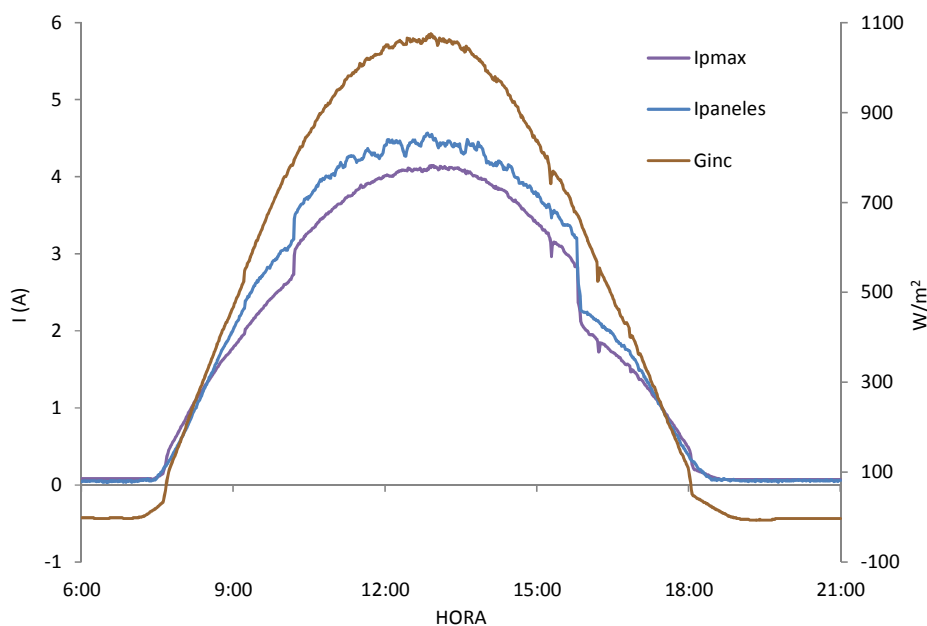


Figura 8.21. Irradiancia inclinada y corrientes real y máxima prevista de los paneles el día 21 de Marzo de 2012.

En la Figura 8.22 se representan la corriente consumida por el electrolizador junto con la señal de salida del controlador borroso. Al inicio de la generación de hidrógeno, la salida del FLC es elevada, con objeto de que la corriente del electrolizador aumente rápidamente para aprovechar la corriente excedentaria. Durante el periodo central de la operación del electrolizador, la propia inercia de funcionamiento del equipo conlleva un incremento progresivo de la corriente consumida. Consecuentemente, la salida del FLC no aumenta, e incluso que disminuye ligeramente. De forma análoga, durante el tramo final, la salida del controlador aumenta a medida que la corriente disponible disminuye, por baja irradiación incidente, hasta que las condiciones energéticas del sistema conducen a la detención de la producción de hidrógeno.

Así mismo, se observa en la gráfica que la tensión del electrolizador pasa de 8.2 V a 14 V. Se comprueba así que, como se comentó en el Capítulo 7, con objeto de reducir su deterioro, el FLC entrega siempre un valor de salida, de manera que, cuando se dispone de irradiación incidente, se mantiene aplicada una tensión de pequeño valor al stack del electrolizador para que el incremento de ésta sea más progresivo.

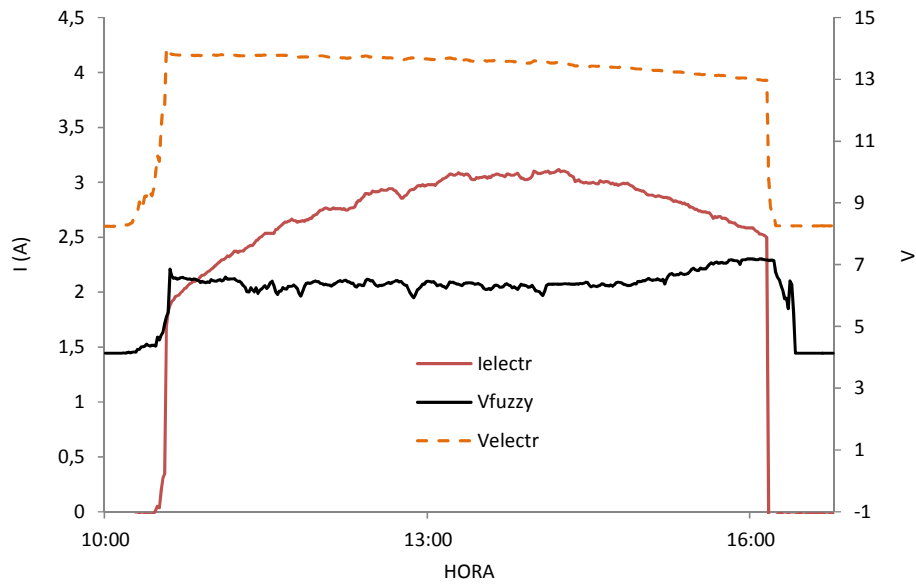


Figura 8.22. Corriente y tensión del electrolizador y la salida del controlador borroso el día 21 de Marzo de 2012.

## CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

El objetivo de este capítulo es resumir la investigación realizada, exponer las conclusiones de la Tesis y los desarrollos futuros que se contemplan.

### 9.1 Conclusiones de la investigación

- Se ha continuado con la línea de investigación iniciada mediante la Tesis Doctoral del Dr. Manuel Calderón Godoy, en la que se diseñó, construyó y puso en marcha un sistema híbrido eólico-solar con producción y almacenamiento de hidrógeno. Este sistema constituye un banco de ensayo o prototipo a escala de laboratorio, con la misión de suministrar energía eléctrica ininterrumpidamente a una instalación aislada de la red. Ubicado en el laboratorio de Termodinámica Técnica de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Extremadura, en Badajoz, el sistema está constituido por dos módulos fotovoltaicos, un aerogenerador, un electrolizador de tipo PEM, tres botellas de hidruros metálicos, una pila de combustible de tipo PEM, una batería plomo-ácido de gel y un sistema de automatización y supervisión basado en un autómata programable y un panel de operador.
- Se ha llevado a cabo el análisis del rendimiento exergético de los módulos fotovoltaicos, de la pila de combustible y del electrolizador. Los resultados obtenidos han posibilitado la detección de aspectos a mejorar para incrementar los rendimientos calculados. El aspecto de principal interés ha sido la modificación del punto de trabajo del generador de hidrógeno para que éste varíe adaptándose a la disponibilidad energética existente.
- Se ha aplicado el método de integración de corriente o contaje de Ah para proporcionar una estimación precisa del estado de carga de la batería de plomo-ácido, con electrolito de gel, empleada como bus DC en el banco de ensayo. Los cálculos necesarios se han implementado en el autómata que gobierna el sistema. El valor obtenido se ha utilizado como parámetro de control, constituyendo una entrada de los algoritmos encargados de gestionar la operación de la pila de combustible y de determinar el punto de trabajo del generador de hidrógeno.

- Un aspecto a destacar es que los resultados obtenidos corresponden a una instalación híbrida real, con carácter de prototipo o banco de ensayo, a diferencia de otros trabajos de investigación consultados que se basan en simulaciones de los sistemas, confiriendo así un valor añadido al trabajo realizado.
- Se ha desarrollado, aplicado y validado un controlador basado en lógica borrosa para establecer el punto de operación del electrolizador en función de las condiciones energéticas y tecnológicas del sistema. Las funciones de pertenencia y las reglas se han definido a partir de la experiencia adquirida (por el equipo investigador) a lo largo del tiempo de funcionamiento de la instalación. Las variables de entrada son el estado de carga de la batería, la irradiancia solar, la temperatura de los módulos fotovoltaicos, la corriente de compromiso, la presión del sistema de hidruros metálicos y la diferencia entre la corriente de compromiso y la consumida por el electrolizador. La señal de salida es aplicada a través de una salida analógica al convertidor DC-DC que conecta los módulos fotovoltaicos y el stack del electrolizador.
- Se ha desarrollado, configurado y aplicado un enlace de comunicación utilizando el estándar OPC para el intercambio de datos entre el controlador borroso y el autómatas programable. La información transmitida consiste en valores calculados en el autómatas, señales procedentes de los sensores instalados, y la señal generada por el controlador borroso. Dicho controlador actúa como Cliente OPC, mientras que una aplicación SCADA ejecutada en el mismo PC juega el papel de Servidor OPC, consiguiendo así un efectivo intercambio de información.
- Se ha confeccionado y validado una plataforma experimental para investigar sobre algoritmos y estrategias de control y gestión del banco de ensayo/electrolizador basado en la integración de un controlador software, ejecutado en un PC, y un PLC mediante el protocolo de comunicación estándar OPC. Esta arquitectura es flexible, modular y versátil, complementando el carácter de prototipo del banco de ensayo, proporcionando un entorno que permite realizar en tiempo real modificaciones en la estrategia de gestión y control, y aplicarlas de forma directa al proceso bajo control. Además, se lleva a cabo el registro de los datos de funcionamiento del sistema para su posterior evaluación y análisis. Se puede cambiar no sólo la ley de

control sino también el software o programa que lo implementa, sin requerir cambios en el hardware, tan sólo los correspondientes ajustes en la configuración de la comunicación.

- Los resultados obtenidos durante el funcionamiento del banco de ensayo han demostrado la viabilidad, validez y eficacia de la plataforma de control y supervisión tanto para la operación autónoma de dicho banco como para estudiar distintas estrategias de gestión energética del mismo.

Como conclusión final del trabajo realizado se debe resaltar que se han cumplido los objetivos fundamentales que se pretendían alcanzar con la realización de esta Tesis Doctoral.

## **9.2 Trabajos futuros**

- Ensayar y evaluar diferentes estrategias de control y gestión del banco de ensayo, especialmente sobre el punto de trabajo del generador de hidrógeno.
- Profundizar en el conocimiento del funcionamiento y condiciones de operación del electrolizador con objeto de mejorar el aprovechamiento del exceso de energía y prolongar la vida útil del equipo. Para ello se propone estudiar, analizar y contemplar en el algoritmo de control, diversos factores que influyen en la producción de hidrógeno, como la temperatura del agua, tiempo de funcionamiento acumulado y otros aspectos electroquímicos.
- Extrapolar los resultados obtenidos en este prototipo a una instalación híbrida a escala real que se encuentra en construcción en la Escuela de Ingenierías Industriales, adaptando la estrategia de control a las particularidades locales de la misma.
- Estudiar y analizar, a partir de los datos del funcionamiento del banco durante un mayor periodo de tiempo, la degradación de los stacks del electrolizador y de la pila de combustible para ser considerada en la gestión y control del sistema.

- Desarrollar una técnica de recalibración para mejorar la fiabilidad y precisión de la estimación del SOC calculada por el método propuesto en la Tesis.
- Optimizar el punto de trabajo de la pila en función de la energía demandada por la carga (integración del regulador de la pila).
- Desarrollar una estructura software para implementar controladores basados en lógica borrosa mediante autómatas programables, aplicando dicha estructura a la gestión del punto de trabajo del generador de hidrógeno del banco de ensayo.
- Desarrollar e implementar una red inalámbrica de sensores inteligentes basados en el protocolo de comunicaciones ZigBee para la adquisición e intercambio de información involucrada en la gestión, automatización y supervisión del sistema.
- Estudiar y evaluar la integración del sistema híbrido eólico-solar con apoyo de hidrógeno en una red inteligente de generación de energía, *Smart Grid*, actuando como una micro-red de generación distribuida con capacidad de autoabastecimiento.

A las líneas de investigación mencionadas habrá que añadir otras que surjan como consecuencia de nuevos avances en distintos ámbitos de la tecnología de los sistemas híbridos de potencia, de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno, y de automatización y control.

## ANEXO 1

### Proyectos de I+D sobre energías renovables e hidrógeno.

El proyecto HYRREG, finalizado en el año 2011, (SOE1/P1/E100) fue una iniciativa financiada por la Comisión Europea a través del Programa Interreg IVB SUDOE para impulsar la Economía del Hidrógeno en el Suroeste Europeo (Zona SUDOE). El primer objetivo del proyecto consistió en la creación de una Plataforma generadora de proyectos de desarrollo tecnológico de cooperación entre Empresas, Universidades y Centros de Investigación con el fin de incrementar la competitividad y el desarrollo de la industria en la zona SUDOE en los ámbitos tecnológicos del hidrógeno y las pilas de combustible. El segundo objetivo fue el diseño de una Hoja de Ruta de la Economía del Hidrógeno en la zona SUDOE mediante la colaboración de los distintos actores involucrados en la economía del hidrógeno. La hoja de ruta trata de determinar el impacto de una futura Economía del Hidrógeno definiendo un escenario base de partida, los criterios de evolución del mismo y las necesidades energéticas para el hidrógeno.

En [Argumosa10] se describen las actividades de la Tarea 18 del Acuerdo sobre Hidrógeno (*Hydrogen Implementing Agreement* – HIA) de la Agencia Internacional de la Energía sobre proyectos de sistemas híbridos de potencia basados en hidrógeno y fuentes renovables en diferentes países: España, Francia, Italia, Alemania, Reino Unido, Noruega, Dinamarca, Suiza, Grecia, Países Bajos, Canadá, Estados Unidos, Japón y Nueva Zelanda. El trabajo recoge información, mediante herramientas de modelado y análisis evalúa dichos proyectos, y extrae recomendaciones, tendencias y lecciones aprendidas respecto a la realización y operación de sistemas integrados de hidrógeno.

El proyecto SCALENANO tiene por objeto el desarrollo de tecnologías avanzadas de película delgada para la producción de energía fotovoltaica utilizando procesos sostenibles y con bajo impacto medioambiental. Está financiado con más de 10 millones de euros en una convocatoria conjunta de los programas "ENERGY" y "NMP" del Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE. Puesto en marcha a principios del año 2012, finaliza en julio de 2015, para la consecución de sus objetivos se ha constituido un Consorcio que incluye 13 socios expertos en distintas áreas: IREC (Instituto de Investigación en Energía de Catalunya, España), EMPA (*Swiss Federal Laboratories Materials Science and Technology*, Suiza), IIT (Istituto Italiano di Tecnologia, Italia), CEA (Commissariat a l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives, Francia), HZB (Helmholtz Zentrum Berlin, Alemania), University of Nottingham (UK), Université de Luxembourg, Scuola

Universitaria Professionale della Svizzera Italiana (SUPSI, Suiza), Free University Berlin (Alemania); y cuatro Compañías de diferentes sectores (Merck KGaA (Química), NEXCIS (Fotovoltaica), IMPT Ltd. (Tecnologías de capa delgada), Semilab (Metrología). El Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC) ha sido designado por la Comisión Europea para liderar el proyecto. Aunque no aborda aspectos relativos al hidrógeno, a largo plazo los resultados alcanzados en tal proyecto repercutirán sobre el proceso de integración de las energías renovables en el escenario energético mundial y, por tanto, también en la generación de hidrógeno a partir de tales fuentes.

Análogamente, EU-SOLARIS es una iniciativa de ámbito europeo dedicada al fomento y la contribución al desarrollo tecnológico y científico de las tecnologías de la Energía Solar Termoeléctrica. A la iniciativa, presentada por el Centro Tecnológico de Energías Renovables (CTAER) junto con la Plataforma Solar de Almería (PSA-CIEMAT), se han ido sumando diferentes organismos y centros de investigación de Europa como son Alemania, Chipre, Francia, Grecia, Italia, Portugal. El objetivo es mejorar el "estado del arte" de estas tecnologías con el fin de mantener y reforzar el liderazgo europeo en este campo. El proyecto está reconocido por el Foro Estratégico Europeo sobre Infraestructuras de Investigación (ESFRI) como una de las líneas de investigación prioritarias en Europa. Actualmente el Consorcio ha preparado una propuesta para el VII programa marco de la CE en una convocatoria que ha sido publicada específicamente para el proyecto, (Convocatoria-FP7-2012-1, Topic: INFRA-2012-2.2.1: EU-SOLARIS- *The European SOLAR Research Infrastructures for Concentrated Solar Power*). EU-SOLARIS se centrará, conforme a la propuesta española para la futura instalación, en el desarrollo de nuevas tecnologías en el campo de la energía solar térmica de concentración, y permitirá conseguir importantes avances en otros aspectos relacionados con su producción, tales como el diseño de receptores, el almacenamiento, la refrigeración o la hibridación con otras fuentes energéticas.

Otro proyecto vinculado a las energías renovables y el hidrógeno es el LIFE+ZERO-HYTECHPARK, perteneciente al programa europeo LIFE+ dedicado al medioambiente. Este proyecto busca conseguir parques tecnológicos más sostenibles, para lo cual cuenta con 1.3 millones de euros financiado al 50% por la Unión Europea para 4 años (del 1 de enero de 2010 al 31 de diciembre de 2013). La Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón coordina esta iniciativa con la participación de parques tecnológicos de Huesca, Andalucía y Vizcaya, socios del proyecto. Se persigue poner en marcha medidas para lograr la total sostenibilidad en estas zonas a



través de una óptima gestión de la energía por medio de sistemas basados en tecnologías del hidrógeno y energías renovables. El Programa LIFE+ es el único instrumento financiero de la Unión Europea dedicado de forma exclusiva al medio ambiente para el periodo 2007-2013 cuyo objetivo general es contribuir a la aplicación, actualización y desarrollo de la política y la legislación comunitaria en materia de medio ambiente y su integración con otras políticas. Dentro de los objetivos específicos del proyecto LIFE+ZERO-HYTECHPARK destaca el diseño de un sistema de acumulación de energía completo con hidrógeno generado a partir de energías renovables.

El proyecto *Sustainable Hydrogen Generation, SUSHGEN*, es financiado con aproximadamente 1.750.000 € por el Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en noviembre de 2009 y una duración de 4 años. Tiene por objeto formar un programa colaborativo de capacitación enfocado a la producción de hidrógeno a partir de agua usando electrolizadores de membrana intercambiadora de protones (PEM) de temperatura media. El programa está dirigido a generar mejoras en los electrolizadores PEM investigando en nuevos materiales para los electrodos y membranas, reduciendo su consumo energético y sus costes. Los socios del proyecto son: Newcastle University (Reino Unido), Centre National de la Recherche Scientifique (Francia), Norwegian University of Science and Technology- NUTNU (Noruega), Institute of Electrochemistry and Energy Systems- IIEES (Bulgaria), Foundation of Research and Technology - Hellas Institute of Chemical Engineering and High Temperature Process, FORTH/ICE-HT (Grecia), Advent Technologies (Grecia), CIDETEC - IK4 Research Alliance (País Vasco, España).

El proyecto HyUnder: Evaluación del potencial de sistemas de almacenamiento subterráneo de hidrógeno para el almacenamiento de energía renovable a gran escala en diferentes regiones europeas, *Assessment of the potential, the actors and relevant business cases for large scale and seasonal storage of renewable electricity by hydrogen underground storage in Europe*, es financiado con aproximadamente 1.200.000 € por el Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en junio de 2012 y una duración de 2 años. El objetivo consiste en proporcionar la primera evaluación completa del potencial de los sistemas de almacenamiento a gran escala de hidrógeno de origen renovable. El sistema a evaluar será el almacenamiento subterráneo de hidrógeno en cavernas salinas, enfocado a las sinergias que el sistema pueda tener con aplicaciones como el uso final del hidrógeno almacenado como combustible para el transporte y otros mercados. Coordinado por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón cuenta con otros 11 participantes: Centre of Excellence of Low Carbon and Fuel Cell Technologies-CENEX

(Reino Unido), Commissariat a l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives - CEA(Francia), National Hydrogen and Fuel Cell Center (Rumanía), Energy Research Centre of the Netherlands-ECN(Países Bajos), Shell Global Solutions International B.V. (Países Bajos), Solvay (Bélgica), Hincio (Bélgica), DEEP Underground Engineering (Alemania), E.ON Gas Storage (Alemania), Ludwig Bolkow Systemtechnik-LBST (Alemania), KBB Underground Technologies (Alemania).

El proyecto HYPROFESSIONALS aborda el desarrollo de programas educativos e iniciativas de formación relacionadas con las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible en Europa. Es financiado con aproximadamente 400.000 € por el Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en enero de 2011 y una duración de 2 años. Coordinado por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón cuenta con otros 8 participantes: Fundación San Valero (España), Parco Scientifico e Tecnologico per l'ambiente - Environment Park (Italia), Federazione delle Associazioni Scientifiche e Tecniche-FAST (Italia), United Nations Industrial Development Organization-International Centre for Hydrogen Energy Technologies (Turquía), WBZU (Alemania), Association Midi Pyrenees (Francia), Joint Research Centre- European Commission (Bélgica), Centre for Process Innovation-CPI (Reino Unido).

El proyecto FCPOWEREDRBS, *Demonstration Project for Power Supply to Telecom Stations through FC technology*, es financiado con más de 4 millones de euros por el Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en enero de 2012 y una duración de 3 años. Tiene por objeto demostrar la madurez para aplicaciones industriales y el atractivo para el mercado tanto del hidrógeno como de las pilas de combustible para alimentar estaciones aisladas de comunicaciones. Concretamente, al menos 20 estaciones base de radio serán equipadas con un sistema integrado de generación de potencia empleando pilas de combustible e hidrógeno, combinado con las fuentes renovables locales como la energía fotovoltaica y eólica. El proyecto es coordinado por Ericsson Telecomunicazioni (Italia) siendo los socios los siguientes: Dantherm Power (Dinamarca), GreenHydrogen DK APS (Dinamarca), Joint Research Centre- European Commission (Bélgica), MES SA (Suiza), Università degli Studi di Roma Tor Vergata (Italia).

De forma similar, numerosos proyectos abordan la mejora del diseño de generadores de hidrógeno. Entre ellos destacan los siguientes. El proyecto denominado NEXPEL, *Next Generation PEM Electrolyzer for Sustainable Hydrogen Production*, (FP7-JTI 245262), que ha contado con una financiación de 3.4 millones de euros (1.3 millones

precedentes de la UE) durante 3 años (1 de enero de 2010 a 31 de diciembre de 2012) para desarrollar un electrolizador PEM de alta eficiencia integrado con energías renovables. Los socios son: SINTEF Materials and Chemistry (Noruega), Statoil ASA (Noruega), Commissariat a l'Energie Atomique et aux Energies Alternatives (Francia), Helion-Hydrogen Power (Francia), FuMA-Tech GmbH (Alemania), Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE (Alemania), Universidad de Reading (Reino Unido).

El proyecto ELECTROHYPEM es financiado con aproximadamente 1.350.000 € por el Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en julio de 2012 y una duración de 3 años. El objetivo global del proyecto es desarrollar componentes rentables para electrolizadores de tipo PEM con actividad y estabilidad mejoradas para reducir los costes del stack y del sistema y mejorar su eficiencia, rendimiento y durabilidad. Estos electrolizadores se destinarán a aplicaciones residenciales en combinación con energías renovables. Coordinado por el Consiglio Nazionale delle Ricerche en Italia, cuenta con otros 5 socios: Joint Research Centre- European Commission (Bélgica), Centre National de la Recherche Scientifique (Francia), TRE SpA Tozzi Renewable Energy (Italia), Solvay Specialty Polymers Italy S.P.A. (Italia), ITM Power (Trading) Limited (Reino Unido).

El proyecto RESELYSER, *Hydrogen from RES: pressurised alkaline electrolyser with high efficiency and wide operating range*, cuenta con una financiación de aproximadamente millón y medio de euros del Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en noviembre de 2011 y una duración de 3 años. El objetivo del proyecto consiste en desarrollar electrolizadores alcalinos de alta presión, alta eficiencia y bajo coste que puedan ser integrados con fuentes de energía renovable. Los participantes en el proyecto son: Deutsches Zentrum Fuer Luft - Und Raumfahrt EV (Alemania), Hydrogenics Europe NV (Bélgica), Vlaamse Instelling Voor Technologisch Onderzoek NV (Bélgica), Danmarks Tekniske Universitet (Dinamarca).

El proyecto ADEL, *Advanced Electrolyser for Hydrogen Production with Renewable Energy Sources*, cuenta con una financiación de aproximadamente 2 millones de euros del Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en enero de 2011 y una duración de 3 años. El proyecto trata de desarrollar un nuevo concepto de electrolizador con objeto de optimizar el tiempo de vida del mismo al reducir su temperatura de operación mientras se logra un rendimiento elevado. El coordinador del proyecto es HTceramix de Suiza, siendo los otros 12 socios: Accelopment AG (Suiza), Commissariat a l'energie Atomique et aux Energies Alternatives (Francia), Deutsches Zentrum Fuer Luft - Und Raumfahrt EV (Alemania), European Institute for Energy Research-EIFER (Alemania), Swiss Federal Laboratories for

Materials Testing (Suiza), HyGear BV (Países Bajos), Joint Research Centre- European Commission (Bélgica), SOFCpower Spa (Italia), Topsoe Fuel Cell A/S-TOFC (Dinamarca), Empresarios Agrupados (España), Instituto Madrileño de Estudios Avanzados-IMDEA (España), Hynergreen Technologies (España).

Existe también investigación activa relativa al almacenamiento del hidrógeno, como muestra el proyecto ATLAS-H2, *Advanced Methal Hydride Tanks for Integrated Hydrogen Applications*. Cuenta con unos fondos procedentes del Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE de unos 2.250.000 €, y fue iniciado en julio de 2010 y 4 años de duración. Tiene como objetivo el desarrollo y prueba (a corto plazo) e introducción en el mercado (a medio-largo plazo) de tanques avanzados de hidruros metálicos de alto valor añadido. Coordinado por el National Center for Scientific Research "Demokritos" de Grecia, cuenta con 3 socios: Hystore Technologies Limited (Grecia), MCPHY Energy SA (Francia), Centre National de la Recherche Scientifique (Francia).

En el aspecto concreto del control, cabe mencionar el proyecto ACRES, *Advanced control of renewable energy generation systems based on fuel cells\wind power*, financiado con aproximadamente 120.000 € por el Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE, iniciado en mayo de 2012 y una duración de 1 año. El objetivo del proyecto es desarrollar controladores avanzados capaces de mejorar la eficiencia de sistemas de generación de energía descentralizados que se basan en pilas de combustible y energía eólica. El Consejo Superior de Investigaciones Científicas es el beneficiario de la ayuda.

Darras et al. [Darras12] describen la plataforma MYRTE perteneciente al proyecto PEPITE enmarcado en el programa PAN-H (Plan Nacional de Actuación en Hidrógeno y Pilas de Combustible) de la Agencia Nacional de Investigación Francesa. La instalación consta de un campo fotovoltaico (2240 paneles), una pila de combustible, un electrolizador, rectificadores y un transformador para conectarlo a la red. El objetivo de la misma es probar la tecnología del hidrógeno en situaciones reales y desarrollar estrategias óptimas de operación entre el array fotovoltaico y la cadena de hidrógeno (electrolizador, tanques de almacenamiento y pilas de combustible). Presentan un algoritmo para suavizar las fluctuaciones de la generación fotovoltaica mediante la producción de hidrógeno.

El proyecto Técnicas de Control Predictivo para la Gestión Eficiente de Micro-Redes de Energías Renovables (DPI2010-21589-C05-01), es financiado por el Gobierno de España a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad. Con una duración de 3 años (del 1 de enero de

2011 al 31 de diciembre de 2013), se desarrolla en la Universidad de Sevilla siendo el investigador responsable el Dr. Carlos Bordons Alba. El proyecto trata sobre el análisis, estudio y aplicación de estrategias de modelado, control y optimización basadas en el campo del Control Predictivo basado en Modelo (MPC) para conseguir una gestión eficiente de la energía en micro-redes que contienen fuentes de energías renovables. Se trata de un proyecto coordinado entre los siguientes miembros: Universidad de Sevilla, Universidad de Almería, Universidad de Valladolid, y CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas).

Por otra parte, la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación participa en la primera convocatoria conjunta de proyectos de investigación de la ERA-NET CONCERT-Japan, acción de coordinación de programas de investigación de la Unión Europea con Japón, lanzada el 3 de septiembre de 2012. En esta convocatoria participan un total de 15 agencias financiadoras de 12 países: Alemania, Bélgica, Eslovaquia, España, Francia, Hungría, Italia, Japón, Noruega, Rumanía, Turquía y Suiza, siendo el socio japonés la Agencia Japonesa de Ciencia y Tecnología (JST). El Ministerio de Economía y Competitividad, a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación financiará proyectos dentro del área de investigación “Almacenamiento y Distribución Eficiente de la Energía”. Esta convocatoria evidencia el interés internacional en las actividades de I+D en el área energética.

La publicación de la Agencia Internacional de la Energía, “Perspectivas tecnológicas sobre la energía 2012 – Caminos hacia un Sistema Energético Limpio”, *Energy Technologies Perspectives* [ETP2012], dedica un capítulo a un estudio de gran alcance sobre el uso del hidrógeno en la futura combinación o “*mix*” energético global. Concluye que sin hidrógeno no sería posible eliminar los combustibles fósiles del transporte y la industria a largo plazo, pasado 2050. El informe afirma que el hidrógeno es uno de los pocos vectores energéticos de emisión casi cero, enfatizando que el valor añadido del hidrógeno reside en su potencial de flexibilidad para servir en una variedad de aplicaciones, desde uso doméstico hasta la industria. El almacenamiento de energía a gran escala mediante hidrógeno podría hacer posible un alto nivel de desarrollo de las energías renovables intermitentes, de vital importancia según dicha publicación.

## ANEXO 2

### Código para estimación del SOC de la batería

Código de programación del autómatas para ejecutar el cálculo del valor estimado del SOC según método descrito en el Capítulo 5.

Bloque de datos asociado:

**Bloque: DB7 "DB\_SOC\_Bat"** Valores para calcular el estado de carga de batería.

Dirección	Nombre	Tipo	Valor inicial	Comentario
0.0		STRUCT		
+0.0	SOC_K	REAL	9.000000e-001	Estado de carga actual de la batería.
+4.0	SOC_K1	REAL	9.000000e-001	Estado de carga anterior de la batería.
+8.0	SOC_auto	REAL	9.000000e-001	Estado de carga anterior con autodescarga.
+12.0	SOC_INI	REAL	9.000000e-001	Estado de carga inicial de la batería.
+16.0	DeltaT	REAL	1.000000e+001	Periodo de muestreo considerado. 10 segundos.
+20.0	C_auto	REAL	1.160000e-007	Coficiente de autodescarga para Ts=10 s.
+24.0	C_nom	REAL	3.060000e+005	Capacidad nominal de las 2 baterías en As.
+28.0	Ib_k	REAL	0.000000e+000	Última muestra Ibatería adquirida.
+32.0	Ib_k1	REAL	0.000000e+000	Muestra anterior de corriente de batería.
+36.0	DeltaSOC	REAL	0.000000e+000	Incremento del SOC en instante k.
+40.0	EficBat	REAL	9.700000e-001	Eficiencia de batería para carga y descarga.
+44.0	F_auto	REAL	1.000000e+000	Factor resultante de restar autodescarga a 1.
+48.0	CF	REAL	1.000000e+000	Capacity Factor según temperatura del Lab.
+52.0	CPI	REAL	1.000000e+000	Capacity Factor invertido.
+56.0	Pol3	REAL	0.000000e+000	Valor del término del polinomio para T <sup>3</sup> .
+60.0	Pol2	REAL	0.000000e+000	Valor del término del polinomio para T <sup>2</sup> .
+64.0	Alfa	REAL	3.169900e-005	Factor que agrupa términos para simplificar código.
+68.0	SOCT_K	REAL	9.000000e-001	Estado de carga actual de la batería incluyendo corrección por T <sup>*</sup> .
+72.0	SOCT_K1	REAL	9.000000e-001	Estado de carga anterior de la batería incluyendo corrección por T <sup>*</sup> .
+76.0	SOCT_auto	REAL	9.000000e-001	Estado de carga anterior con autodescarga incluyendo corrección por T <sup>*</sup> .
+80.0	SOCZ_K	REAL	9.000000e-001	Estado de carga actual de la batería en modo trapezoidal.
+84.0	SOCZ_K1	REAL	9.000000e-001	Estado de carga anterior de la batería en modo trapezoidal.
+88.0	SOCZ_auto	REAL	9.000000e-001	Estado de carga anterior con autodescarga en modo trapezoidal.
+92.0	DeltaSOCT	REAL	0.000000e+000	Incremento del SOC en instante k incluyendo corrección por T <sup>*</sup> .
+96.0	DeltaSOCZ	REAL	0.000000e+000	Incremento del SOC en instante k en modo trapezoidal.
=100.0		END_STRUCT		

Código para obtener el CF, *Capacity Factor*, ejecutado en el OB35 cada 10 segundos:

Segm.: 6		Cálculo del Capacity Factor	
Se realiza la determinación del Capacity Factor a partir de su relación polinómica con la temperatura ambiente del laboratorio, obtenido de tabla del fabricante.			
t	L	"Valores de referencia".Temperatura.Temp_In	DB1.DBD118 -- Temperatura interior del laboratorio
	SQR		
t	L	"Valores de referencia".Temperatura.Temp_In	DB1.DBD118 -- Temperatura interior del laboratorio
	*R	//en ACU1 está T^3.	
	L	1.373300e-004	
	*R		
	T	"DB_SOC_Bat".CFI	DB7.DBD52 -- Capacity Factor invertido.
t	L	"Valores de referencia".Temperatura.Temp_In	DB1.DBD118 -- Temperatura interior del laboratorio
	SQR		
	L	1.936702e-002	
	*R		
	T	"DB_SOC_Bat".Pol3	DB7.DBD56 -- Valor del termino del polinomio para T^3.
t	L	"Valores de referencia".Temperatura.Temp_In	DB1.DBD118 -- Temperatura interior del laboratorio
	L	1.113406e+000	
	*R		
	L	8.179736e+001	
	+R		
	L	"DB_SOC_Bat".CFI	DB7.DBD52 -- Capacity Factor invertido.
	+R		
	L	"DB_SOC_Bat".Pol3	DB7.DBD56 -- Valor del termino del polinomio para T^3.
	-R		
	L	1.000000e+002	
	/R		
	T	"DB_SOC_Bat".CF	DB7.DBD48 -- Capacity Factor según temperatura del Lab.

Segmento de código incluido en el OB35 para calcular el SOC cada 10 segundos:

Segm.: 7 Cálculo del SOC			
Se lleva a cabo el cálculo del SOC de las baterías cada 10 segundos según método de integración de corriente aproximando el área por la suma de los rectángulos.			
L	"DB_SOC_Bat".SOC_K	DB7.DBD0	-- Estado de carga actual de la batería.
T	"DB_SOC_Bat".SOC_K1	DB7.DBD4	-- Estado de carga anterior de la batería.
L	"DB_SOC_Bat".SOCT_K	DB7.DBD68	-- Estado de carga actual de la batería incluyendo corrección por T*.
T	"DB_SOC_Bat".SOCT_K1	DB7.DBD72	-- Estado de carga anterior de la batería incluyendo corrección por T*.
L	"DB_SOC_Bat".SOCZ_K	DB7.DBD80	-- Estado de carga actual de la batería en modo trapecoidal.
T	"DB_SOC_Bat".SOCZ_K1	DB7.DBD84	-- Estado de carga anterior de la batería en modo trapecoidal.
L	1.000000e+000		
L	"DB_SOC_Bat".C_auto	DB7.DBD20	-- Coeficiente de autodescarga para Ts=10 s.
-R			
T	"DB_SOC_Bat".F_auto	DB7.DBD44	-- Factor resultante de restar autodescarga a 1.
L	"DB_SOC_Bat".F_auto	DB7.DBD44	-- Factor resultante de restar autodescarga a 1.
L	"DB_SOC_Bat".SOC_K1	DB7.DBD4	-- Estado de carga anterior de la batería.
*R			
T	"DB_SOC_Bat".SOC_auto	DB7.DBD8	-- Estado de carga anterior con autodescarga.
L	"DB_SOC_Bat".F_auto	DB7.DBD44	-- Factor resultante de restar autodescarga a 1.
L	"DB_SOC_Bat".SOCT_K1	DB7.DBD72	-- Estado de carga anterior de la batería incluyendo corrección por T*.
*R			
T	"DB_SOC_Bat".SOCT_auto	DB7.DBD76	-- Estado de carga anterior con autodescarga incluyendo corrección por T*.
L	"DB_SOC_Bat".F_auto	DB7.DBD44	-- Factor resultante de restar autodescarga a 1.
L	"DB_SOC_Bat".SOCZ_K1	DB7.DBD84	-- Estado de carga anterior de la batería en modo trapecoidal.
*R			
T	"DB_SOC_Bat".SOCZ_auto	DB7.DBD88	-- Estado de carga anterior con autodescarga en modo trapecoidal.
L	1.000000e+000		
L	"DB_SOC_Bat".CF	DB7.DBD48	-- Capacity Factor según temperatura del Lab.
/R			
T	"DB_SOC_Bat".CFI	DB7.DBD52	-- Capacity Factor invertido.
L	"DB_SOC_Bat".EficBat	DB7.DBD40	-- Eficiencia de batería para carga y descarga.
L	"DB_SOC_Bat".DeltaT	DB7.DBD16	-- Periodo de muestreo considerado. 10 segundos.
*R			
L	"DB_SOC_Bat".C_nom	DB7.DBD24	-- Capacidad nominal de las 2 baterías en As.
/R			
T	"DB_SOC_Bat".Alfa	DB7.DBD64	-- Factor que agrupa términos para simplificar código.
L	"DB_SOC_Bat".Ib_k	DB7.DBD28	-- Última muestra Ibatería adquirida.
T	"DB_SOC_Bat".Ib_k1	DB7.DBD32	-- Muestra anterior de corriente de batería.
L	"ib"	MD46	-- Corriente consumida por la batería.
T	"DB_SOC_Bat".Ib_k	DB7.DBD28	-- Última muestra Ibatería adquirida.
L	"DB_SOC_Bat".Alfa	DB7.DBD64	-- Factor que agrupa términos para simplificar código.
*R			
T	"DB_SOC_Bat".DeltaSOC	DB7.DBD36	-- Incremento del SOC en instante k.
L	"DB_SOC_Bat".SOC_auto	DB7.DBD8	-- Estado de carga anterior con autodescarga.
+R			
T	"DB_SOC_Bat".SOC_K	DB7.DBD0	-- Estado de carga actual de la batería.
L	"DB_SOC_Bat".Ib_k	DB7.DBD28	-- Última muestra Ibatería adquirida.
L	"DB_SOC_Bat".Alfa	DB7.DBD64	-- Factor que agrupa términos para simplificar código.
*R			
L	"DB_SOC_Bat".CFI	DB7.DBD52	-- Capacity Factor invertido.
*R			
T	"DB_SOC_Bat".DeltaSOCT	DB7.DBD92	-- Incremento del SOC en instante k incluyendo corrección por T*.
L	"DB_SOC_Bat".SOCT_auto	DB7.DBD76	-- Estado de carga anterior con autodescarga incluyendo corrección por T*.
+R			
T	"DB_SOC_Bat".SOCT_K	DB7.DBD68	-- Estado de carga actual de la batería incluyendo corrección por T*.
L	"DB_SOC_Bat".Ib_k	DB7.DBD28	-- Última muestra Ibatería adquirida.
L	"DB_SOC_Bat".Ib_k1	DB7.DBD32	-- Muestra anterior de corriente de batería.
+R			
L	2.000000e+000		
/R			
L	"DB_SOC_Bat".Alfa	DB7.DBD64	-- Factor que agrupa términos para simplificar código.
*R			
L	"DB_SOC_Bat".CFI	DB7.DBD52	-- Capacity Factor invertido.
*R			
T	"DB_SOC_Bat".DeltaSOCZ	DB7.DBD96	-- Incremento del SOC en instante k en modo trapecoidal.
L	"DB_SOC_Bat".SOCZ_auto	DB7.DBD88	-- Estado de carga anterior con autodescarga en modo trapecoidal.
+R			
T	"DB_SOC_Bat".SOCZ_K	DB7.DBD80	-- Estado de carga actual de la batería en modo trapecoidal.
SPA	fin		



Segmento de código incluido en el OB10 para calcular el SOC cada 60 segundos:

```

Segm.: 3      Cálculo del SOC
Se lleva a cabo el cálculo del SOC de las baterías cada 60 segundos según método
de integración de corriente aproximando el área por la suma de los rectángulos
y de los trapecios.

L      "DB_SOC_Bat".SOCZ60_K      DB7.DBD100      -- Estado de carga actual de la batería en modo trape
T      "DB_SOC_Bat".SOCZ60_K1     DB7.DBD104      -- Estado de carga anterior de la batería en modo tra
                                DB7.DBD104      pezoidal cada 60 s.

L      "DB_SOC_Bat".SOCT60_K      DB7.DBD132      -- Estado de carga actual de la batería en modo trape
T      "DB_SOC_Bat".SOCT60_K1     DB7.DBD136      -- Estado de carga anterior de la batería en modo tra
                                DB7.DBD136      pezoidal cada 60 s.

L      "DB_SOC_Bat".C_auto        DB7.DBD20       -- Coeficiente de autodescarga para Ts=10 s.
L      "DB_SOC_Bat".DeltaT60      DB7.DBD112      -- Periodo de muestreo considerado: 60 segundos.
+R
L      2.592000e+006
/R

L      -1.000000e+000
+R
L      1.000000e+000
+R
T      "DB_SOC_Bat".F_auto60      DB7.DBD116      -- Factor resultante de restar autodescarga a 1 para
                                DB7.DBD116      Ts=60s..

L      "DB_SOC_Bat".F_auto60      DB7.DBD116      -- Factor resultante de restar autodescarga a 1 para
                                DB7.DBD116      Ts=60s..
L      "DB_SOC_Bat".SOCZ60_K1     DB7.DBD104      -- Estado de carga anterior de la batería en modo tra
                                DB7.DBD104      pezoidal cada 60 s.
+R
T      "DB_SOC_Bat".SOCZ60_auto   DB7.DBD108      -- Estado de carga anterior con autodescarga.

L      "DB_SOC_Bat".F_auto60      DB7.DBD116      -- Factor resultante de restar autodescarga a 1 para
                                DB7.DBD116      Ts=60s..
L      "DB_SOC_Bat".SOCT60_K1     DB7.DBD136      -- Estado de carga anterior de la batería en modo tra
                                DB7.DBD136      pezoidal cada 60 s.
+R
T      "DB_SOC_Bat".SOCT60_auto   DB7.DBD140      -- Estado de carga anterior con autodescarga.

L      "DB_SOC_Bat".Ib60_k        DB7.DBD124      -- Ultima muestra Iateria adquirida cada 60 s.
T      "DB_SOC_Bat".Ib60_k1      DB7.DBD128      -- Muestra anterior de corriente de batería cada 60 s

L      "iB"                        MD46            -- Corriente consumida por la batería.
T      "DB_SOC_Bat".Ib60_k        DB7.DBD124      -- Ultima muestra Iateria adquirida cada 60 s.

//calculo factor común a ambos modos, zulu.

L      "DB_SOC_Bat".EficBat        DB7.DBD40       -- Eficiencia de batería para carga y descarga.
L      "DB_SOC_Bat".DeltaT60      DB7.DBD112      -- Periodo de muestreo considerado: 60 segundos.
+R
L      "DB_SOC_Bat".CFI           DB7.DBD52       -- Capacity Factor invertido.
+R
L      "DB_SOC_Bat".C_nom         DB7.DBD24       -- Capacidad nominal de la batería en As.
/R
T      "DB_SOC_Bat".Zulu          DB7.DBD148      -- Factor que agrupa términos para simplificar.

//calculo SOC en modo rectangular

L      "DB_SOC_Bat".Ib60_k        DB7.DBD124      -- Ultima muestra Iateria adquirida cada 60 s.
+R
T      "DB_SOC_Bat".DeltaSOCT60   DB7.DBD144      -- Incremento del SOC en instante k en modo trapezoid
                                DB7.DBD144      al cada 60 s.
L      "DB_SOC_Bat".SOCT60_auto   DB7.DBD140      -- Estado de carga anterior con autodescarga.
+R
T      "DB_SOC_Bat".SOCT60_K      DB7.DBD132      -- Estado de carga actual de la batería en modo trape
                                DB7.DBD132      zoidal cada 60 s.

//calculo SOC en modo trapezoidal

L      "DB_SOC_Bat".Ib60_k        DB7.DBD124      -- Ultima muestra Iateria adquirida cada 60 s.
L      "DB_SOC_Bat".Ib60_k1      DB7.DBD128      -- Muestra anterior de corriente de batería cada 60 s
                                .
+R
L      2.000000e+000
/R
L      "DB_SOC_Bat".Zulu          DB7.DBD148      -- Factor que agrupa términos para simplificar.
+R
T      "DB_SOC_Bat".DeltaSOCZ60   DB7.DBD120      -- Incremento del SOC en instante k en modo trapezoid
                                DB7.DBD120      al cada 60 s.
L      "DB_SOC_Bat".SOCZ60_auto   DB7.DBD108      -- Estado de carga anterior con autodescarga.
+R
T      "DB_SOC_Bat".SOCZ60_K      DB7.DBD100      -- Estado de carga actual de la batería en modo trape
                                DB7.DBD100      zoidal cada 60 s.

NOP      0

```

## BIBLIOGRAFÍA

Abedi, S., Alimardani, A., Gharehpetian, G., Riahy, G. and Hosseinian, S., 2012. A comprehensive method for optimal power management and design of hybrid RES-based autonomous energy systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 3, pp. 1577 – 1587.

Agbossou, K., Chahine, R., Hamelin, J., Laurencelle, F., Anouar, A., St-Arnaud, J.M., Bose, T.K., 2001. Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications. *J. Power Sources* 96, pp. 168-172.

Agbossou, K., Lal Kolhe, M., Hamelin, J., Bernier, E., Bose, T., 2004. Electrolytic hydrogen based renewable energy system with oxygen recovery and reutilization. *Renew. Energy*, 29, pp. 1305-1318.

Ahmad, G.E., El Shenawy, E.T., 2006. Optimized photovoltaic system for hydrogen production. *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 1043-1054.

Akorede, M.F., Hizam, H., Pouresmaeil, E. 2010. Distributed energy resources and benefits to the environment. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 724-734.

Al-Sulaiman, F.A., Dincer, I., Hamdullahpur, F., 2009. Energy analysis of a trigeneration plant based on solid oxide fuel cell and organic Rankine cycle. *International Journal of Hydrogen Energy* 35, pp. 5104-5113.

Andre, D., Appel, C., Soczka-Guth, T., Sauer, D.U., 2013. Advanced mathematical methods of SOC and SOH estimation for lithium-ion Batteries. *Journal of Power Sources* 224, pp. 20-27.

Andreotti, A., Carpinelli, G., Mottola, F., 2011. Optimal Energy Storage System Control in a Smart Grid including Renewable Generation Units. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ, Las Palmas de Gran Canaria*.

Argumosa, M.P., Chacón, E., Schoenung, S.M., 2010. Evaluation of integrated hydrogen systems: IEA Task 18. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 10031-10037.

Ashourian, M.H., Cherati, S.M., Mohd Zin, A.A., Niknam, N., Mokhtar, A.S., Anwari, M., 2013. Optimal green energy management for island resorts in Malaysia. *Renewable Energy* 51, 36-45.

Atlam, O., Barbir, F., Bezmalinovic, D., 2011. A method for optimal sizing of an electrolyzer directly connected to a PV module. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 7012-7018.

Bajpai, P., Dash, V., 2012. Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 2926– 2939.

Balabel, A., Zaky, M., 2011. Experimental investigation of solar-hydrogen energy system performance. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 4653-4663.

Barbir, F., 2005. PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources. *Sol. Energy*, 78, pp. 661-669.

Barca, G., Moscheto, A., Sapuppo, C., Tina, G.M., Giusto, R., Grasso, A.D., 2008. An advanced SOC model for a stand-alone telecommunication system. *International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion. SPEEDAM*.

Basak, P., Chowdhury, S., HalderneeDey, S., Chowdhury, S.P., 2012. A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, pp. 5545–5556

Battista, H., Mantz, R.J., Garelli, F., 2006. Power conditioning for a wind–hydrogen energy system. *J. Power Sources* 155, pp. 478–486.

Beccali M, Brunone S, Cellura M, Franzitta., 2008. Energy, economic and environmental analysis on RET-hydrogen systems in residential buildings. *Renewable Energy* 33, pp. 366-382.

Bejan A, Tsatsaronis G, Moran M., 1996. *Thermal design & Optimization*. John Wiley & Sons, Inc. New York.

Bejan A., 1997. *Advanced Engineering Thermodynamics*. John Wiley & Sons, Inc. New York.

Bergen A, Pitt L, Rowe A, Wild P, Djilali N., 2009. Transient electrolyser response in a renewable-regenerative energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, pp. 64-70.

Bicakova, O., Straka, P., 2012. Production of hydrogen from renewable resources and its effectiveness. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, pp. 11563-11578.

Bilal, B.O., Sambou, V., Ndiaye, P.A., Kébé, C.M.F., Ndongo, M., 2010. Optimal design of a hybrid solar-wind–battery system using the minimization of the annualized cost system and the minimization of the loss of power supply probability (LPSP). *Renewable Energy* 35, pp. 2388-2390.

Bilodeau A, Agbossou K., 2006. Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications. *Journal of Power Sources*, vol. 162, pp. 757-764.

Bizon, N., 2011. Nonlinear control of fuel cell hybrid power sources: Part I – Voltage control. *Applied Energy* 88, pp. 2559–2573.

Bracco, S., Delfino, F., Pampararo, F., Robba, M., Rossi, M., 2013. The University of Genoa smart polygeneration microgrid test-bed facility: The overall system, the technologies and the research challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 442 – 459.

Caciotta, M., D'addazio, M., Giarnetti, S., Grossoni, M., Leccese, F., 2011. Smart Grid: What's news?. International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ, Las Palmas de Gran Canaria.

Çadirci Y, Özkazanç Y., 2004. Microcontroller-based on-line state-of-charge estimator for sealed lead-acid batteries. *Journal of Power Sources*, vol. 129, pp. 330-342.

Calderón, M., 2010a. Estudio, diseño y optimización de un sistema integrado de gestión energética para una instalación autónoma fotovoltaica/eólica con apoyo de hidrógeno. Tesis Doctoral, Universidad de Extremadura.

Calderón, M., Calderón, A.J., Ramiro, A., González, J.F., 2010b. Automatic management of energy flows of a stand-alone renewable energy supply with hydrogen support. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 2226-2235.

Calderón, M., Calderón, A.J., Ramiro, A., González, J.F., 2010c. Weather data and energy balance of a hybrid photovoltaic-wind system with hydrogen storage. *International Journal Hydrogen Energy* 35, pp. 7706-7715.

Calderón, M., Calderón, A.J., Ramiro, A., González, J.F., González, I., 2011. Evaluation of a hybrid photovoltaic-wind system with hydrogen storage performance using exergy analysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 5751-5762.

Caliskan, H., Dincer, I., Hepbasli, A., 2012. Energy, exergy and sustainability analyses of hybrid renewable energy based hydrogen and electricity production and storage systems: Modeling and case study. *Applied Thermal Engineering*, doi:10.1016/j.applthermaleng.2012.04.026

Campanari S, Manzolini G, García de la Iglesia F., 2009. Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-well driving cycle simulations. *Journal of Power Sources* 186, pp. 464-477.

Candau Y., 2003. On the exergy of radiation. *Solar Energy* 75, pp. 241-247.

Chaparro AM, Soler J, Escudero MJ, de Ceballos EML, Wittstadt U, Daza L., 2005. Data results and operational experience with a solar hydrogen system. *Journal of Power Sources* 144, pp. 165-169.

Chávez, A., Vallejo-Becerra, V., Cruz, J., Ornelas, R., Orozco, G., Muñoz Guerrero, R. M., Arriaga, L., 2013. A hybrid power plant (Solar-Wind-Hydrogen) model based in artificial intelligence for a remote-housing application in Mexico, *International Journal of Hydrogen Energy* 38, 6, pp. 2641 – 2655.

Chen, Y.K., Wu, Y.C., Song, C.C., Chen, Y.S., 2013. Design and implementation of energy management system with fuzzy control for DC microgrid systems, *IEEE Transactions on Power Electronics* 28, 4, pp. 1563 – 1570.

Chen, S.X., Gooi, H.B., Wang, M.Q., 2013b. Solar radiation forecast based on fuzzy logic and neural networks. *Renewable Energy* 60, pp. 195-201.

Chow TT, Pei G, Fong KF, Lin Z, Chan ALS, J.J., 2009. Energy and exergy analysis of photovoltaic-thermal collector with and without glass cover. *Applied Energy* 86, pp. 310-316.

Chu SX, Liu LH., 2009. Analysis of terrestrial solar radiation exergy. *Solar Energy* 83, pp. 1390-1404.

Clarke, R.E., Giddey, S., Badwal, S.P., 2010. Stand-alone PEM water electrolysis system for fail safe operation with a renewable energy source. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 928-935.

Clarke, R.E., Giddey, S., Ciacchi, F.T., Badwal, S.P.S., Paul, B., Andrews, J., 2009. Direct coupling of an electrolyser to a solar PV system for generating hydrogen. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, pp. 2531-2542.

Contreras, A., Guirado, R., Veziroglu, T.N., 2007. Design and simulation of the power control system of a plant for the generation of hydrogen via electrolysis, using photovoltaic solar energy. *International Journal of Hydrogen Energy* 32, pp. 4635 – 4640

Courtecuisse, V., Sprooten, J., Robyns, B., Petit, M., François, B., Deuse, J., 2010. A methodology to design a fuzzy logic based supervision of hybrid renewable energy systems, *Mathematics and Computers in Simulation* 81, 2, pp. 208 – 224.

Darras, C., Sailler, S., Thibault, C., Muselli, M., Poggi, P., Hoguet, J.C., et al., 2010. Sizing of photovoltaic system coupled with hydrogen/oxygen storage based on the ORIENTE model. *International Journal of Hydrogen Energy* 35, pp. 3322-3332.

Dell, R.M., Rand, D.A.J., 2001. Energy storage - a key technology for global energy sustainability. *Journal of Power Sources* 100, pp. 2–17.

Deshmukh SS, Boehm RF., 2008. Review of modeling details related to renewably powered hydrogen systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, pp. 2301–2330.

Dincer I, Rosen MA., 2005. Thermodynamics aspects of renewables and sustainable development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 9, pp. 169-189.

Dincer, I., Rosen, M.A., 2007. Exergy analysis of renewable systems. *Exergy*, pp. 163-228.

Dufo-López, R, Bernal-Agustín, J.L., Contreras, J. Optimization of control strategies for stand-alone renewable energy systems with hydrogen storage. *Renew Energy* 2007;32:1102-26.

Dulal, C., Roy, A.K., Sinha, N. GA based frequency controller for solar thermal–diesel–wind hybrid energy generation/energy storage system. *Electrical Power and Energy Systems* 43 (2012) 262–279

Dürr, M., Cruden, A., Gair, S., McDonald, J.R. Dynamic model of a lead acid battery for use in a domestic fuel cell system. *Journal of Power Sources* 161 (2006) 1400–1411

Dursun, E., Kilic, O. Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 34, pp. 81-89, 2012.

Elhadidy, M.A., Shaahid, S.M. Parametric study of hybrid (wind+solar+diesel) power generating systems. *Renewable Energy*, vol. 21, pp. 129-139, 2000.

El-Shatter, T.E., Eskander, M.N., El-Hagry, M.T. Energy flow and management of a hybrid wind/PV/fuel cell generation system. *Energy Conversion and Management* 47 (2006) 1264–1280.

Erdinc, O., Elma, O., Uzunoglu, M., Selamogullari, U.S. Vural, B., Ugur, E., Boynuegri, A.R., Dusmez, S., 2012b. Experimental performance assessment of an online energy management strategy for varying renewable power production suppression. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, pp. 4737-4748.

Erdinc, O., Uzunoglu, M., 2011. The importance of detailed data utilization on the performance evaluation of a grid-independent hybrid renewable energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 12664-12677.

Erdinc, O., Uzunoglu, M., 2012. A new perspective in optimum sizing of hybrid renewable energy systems: Consideration of component performance degradation issue. *International Journal of Hydrogen Energy*, 37, pp. 10479-10488.

Eroglu, M., Dursun, E., Sevencan, S., Song, J., Yazici, S. Kilic, O. A mobile renewable house using PV/wind/fuel cell hybrid power system. *International Journal of Hydrogen Energy* 36 (2011)7985-7992.

Fairweather, A.J., Foster, M.P., Stone, D.A. Battery parameter identification with Pseudo Random Binary Sequence excitation (PRBS). *J Power Sources* 2011;196:9398-406.

Feroldi, D., Nieto-Degliuomini, L., Basualdo, M. Energy management of a hybrid system based on wind–solar power sources and bioethanol. *Chemical Engineering Research and Design* (2013), <http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2013.03.007>

Figueiredo JM, Sá da Costa JMG. An Efficient System to Monitor and Control the Energy Production and Consumption. *IEEE 5th International Conference on European Electricity Market*, Lisboa, Portugal, May 2008.

Galli, S., Stefanoni, M. Development of a stand-alone solar-hydrogen system for long-term energy storage. *1st European Congress of Chemical Engineering*, Florence, Italy, 1997.

García, R., Espinosa, N., Urbina, A. Optimized method for photovoltaic-water electrolyser direct coupling. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 10574-10586, 2011.

Garrigós, A., Blanes, J.M., Rubiato, J., Ávila, E., García, C.G., Lizán, J.L. Direct coupling photovoltaic power regulator for stand-alone power systems with hydrogen generation. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 10127 – 10137. 2010.

Gazey, R., Salman, S.K., Aklil-D'Halluin, D.D. A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location. *J. Power Sources* 157 (2006) 841–847.

Ghosh, P.C., Emonts, B., Janben, H., Mergel, J., Stolten, D. Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system. *Sol. Energy* 75 (2003) 469–478.

Giannakoudis, G., Papadopoulos, A.I., Seferlis, P., Voutetakis, S. Optimum design and operation under uncertainty of power systems using renewable energy sources and hydrogen storage. *Int J Hydrogen Energy* 2010;35:822-91.

Gokcek, M. Hydrogen generation from small-scale wind-powered electrolysis system in different power matching modes. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 10050-10059, 2010.

Gómez G, Martínez G, Gálvez JL, Gila R, Cuevas R, Maellas J, et al. Optimization of the photovoltaic-hydrogen supply system of a stand-alone remote-telecom application. *Int. J. Hydrog. Energy* 34 (2009) 5304-5310.

González, I., Ramiro, A., Calderón, M., Calderón, A., González, J.F., 2012. Estimation of the state-of-charge of gel lead-acid batteries and application to the control of a stand-alone wind-solar test-bed with hydrogen support, *International Journal of Hydrogen Energy* 37, 15, pp. 11090 – 11103.

Guo Y, Hu J, Huang M. Investigations on self-discharge of gel valve-regulated lead–acid batteries. *J Power Sources* 2006;158:991–6.

Hacatoglu K, Dincer I, Rosen MA. Exergy analysis of a hybrid solar hydrogen system with activated carbon storage. *International Journal of Hydrogen Energy* (2011), doi:10.1016/j.ijhydene.2010.12.034.

Hajizadeh, A., Aliakbar, M., (2007). Intelligent power management strategy of hybrid distributed generation system. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 29, pp. 783-795.

Hall, P.J. Energy storage: The route to liberation from the fossil fuel economy?. *Energy Policy* 36 (2008), pp. 4363-4367.

Hepbasli A. A key on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12 (2008) 593-661.

Hernández, J.C., Soria, M.L., González, M., García-Quismondo, E., Muñoz, A., Trinidad, F. Studies on electrolyte formulations to improve life of lead acid batteries working under partial state of charge conditions. *J Power Sources* 2006;162:851–63.

Hill IR, Andrukaitis EE. State-of-charge determination of lead-acid batteries using wire-wound coils. *J Power Sources* 2006;162:870-7.

Hollenberg JW, Chen EN, Lakeram K, Modroukas D. Development of a photovoltaic energy conversion system with hydrogen energy storage. *Int. J. Hydrog. Energy* 20 (1995) 239-243.

Hollmuller P, Joubert JM, Lachal B, Yvon K. Evaluation of a 5 kWp photovoltaic hydrogen production and storage installation for a residential home in Switzerland. *Int. J. Hydrog. Energy* 25 (2000) 97-109.

Hossain, R., Oo, A., Ali, A.B.M. Historical Weather Data Supported Hybrid Renewable Energy Forecasting using Artificial Neural Network (ANN). *Energy Procedia* 14 (2012) 1035 – 1040

Hwang, J.J., Lai, L.K., Wu, W., Chang, W.R. Dynamic modeling of a photovoltaic hydrogen fuel cell hybrid system. *International Journal of Hydrogen Energy* 34 (2009) 9531 – 9542.

Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Elmasides C. Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage. *International Journal of Hydrogen Energy* 2009; 34:7081-95.

Ipsakis D, Voutetakis S, Seferlis P, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Elmasides C. The effect of the hysteresis band on power management strategies in a stand-alone power system. *Energy* 33 (2008) 1537–1550.

Jeong, K.S., Lee, W.Y., Kim, C.S., 2005. Energy management strategies of a fuel cell/battery hybrid system using fuzzy logics. *Journal of Power Sources*, vol. 145, pp. 319–326.

Joshi AS, Dincer I, Reddy BV. Exergetic assessment of solar hydrogen production methods. *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (2010) 4901-4908.

Joshi AS, Tiwari A. Energy and exergy efficiencies of a hybrid photovoltaic-thermal (PV/T) air collector. *Renewable Energy* 32 (2007) 2223-2241.

Kaldellis JK, Koronakis P, Kavadias K. Energy balance analysis of a stand-alone photovoltaic system, including variable system reliability impact. *Renewable Energy* 29 (2004) 1161-1180.

Kaviani, A.K., Riahy, G.H., Kouhsari, S.H.M. Optimal design of a reliable hydrogen-based stand-alone wind/PV generating system, considering component outages. *Renewable Energy* 34 (2009) 2380–2390

Kazim A. Exergoeconomic analysis of a PEM fuel cell at various operating conditions. *Energy Conversion and Management* 46 (2005) 1073–1081.



Kazim A. Exergy analysis of a PEM fuel cell at variable operating conditions. *Energy Conversion and Management* 45 (2004) 1949–1961.

Kelly, N.A., Gibson, T.L., Cai, M., Spearot, J.A., Ouwerkerk, D.B. Development of a renewable hydrogen economy: Optimization of existing technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 35, pp. 892-899, 2010.

Kelly, N.A., Gibson, T.L., Ouwerkerk, D.B. A solar-powered, high-efficiency hydrogen fueling system using high-pressure electrolysis of water: Design and initial results. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, pp. 2747-2764, 2008.

Kelly, N.A., Gibson, T.L., Ouwerkerk, D.B. Generation of high-pressure hydrogen for fuel cell electric vehicles using photovoltaic-powered water electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 36, pp. 15803-15825, 2011.

Kélouwani S, Agbossou K, Chahine R. Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage. *J Power Sources* 2005;140:392-9.

Khan MJ, Iqbal MT. Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system. *Appl. Energ.* 86 (2009) 2429–2442.

Kilic, N., Gungor, V.C., 2013. Analysis of low power wireless links in smart grid environments. *Computer Networks*, vol. 57, pp. 1192 – 1203.

Koohi-Kamali, S., Tyagi, V.V., Rahim, N.A., Panwar, N.L., Mokhlis, H. Emergence of energy storage technologies as the solution for reliable operation of smart power systems: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25 (2013) 135–165.

Koroneos C, Spachos T, Moussiopoulos N. Exergy analysis of renewable energy sources. *Renewable Energy* 28 (2003) 295-310.

Kusakana, K., Vermaak, H.J. Hybrid renewable power systems for mobile telephony base stations in developing countries. *Renewable Energy* 51 (2013) 419-425.

Kyriakarakos, G., Dounis, A., Arvanitis, K., Papadakis, G., 2012. A fuzzy logic energy management system for polygeneration microgrids. *Renewable Energy*, vol. 41, pp. 315-327.

Kyriakarakos, G., Dounis, A.I., Arvanitis, K.G., Papadakis, G., 2012b. A fuzzy cognitive maps–petri nets energy management system for autonomous polygeneration microgrids. *Applied Soft Computing* 12, pp. 3785–3797.

Kyriakarakos, G., Piromalis, D.D., Dounis, A.I., Arvanitis, K.G., Papadakis, G., 2013. Intelligent demand side energy management system for autonomous polygeneration microgrids. *Applied Energy* 103, pp. 39–51.

Lambert, D.W.H., Greenwood, P.H.J., Reed, M.C. Advances in gelled-electrolyte technology for valve-regulated lead- acid batteries. *J Power Sources* 2002;107:173-9.

Leadbetter, J., Swan, L.G. Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity. *Journal of Power Sources* 216 (2012) 376-386.

Lehman PA, Chamberlin CE, Pauletto G, Rocheleau MA. Operating experience with a photovoltaic-hydrogen energy system. *Int. J. Hydrog. Energy* 22 (1997) 465-470.

Li, X., Li, Y., Han, X. and Hui, D. (2011). Application of fuzzy wavelet transform to smooth wind/PV hybrid power system output with battery energy storage system, *Energy Procedia* 12, pp. 994 – 1001.

Lieping, Z., Aiqun, Z., Yunsheng, Z., (2007). On remote real-time communication between MATLAB and PLC based on OPC technology. 26th Chinese Control Conference, Hunan, China.

Linlin, Q., Ping, L., Hongxing, L., (2011). Compound Fuzzy PID level control system based on WinCC and MATLAB. International Conference on Measuring Technology and Mechatronics Automation, Shanghai, China.

Lior N, Zhang N. Energy, exergy, and Second Law performance criteria. *Energy* 32 (2007) 281-296.

Little M, Thomson M, Infield D. Electrical integration of renewable energy into stand-alone power supplies incorporating hydrogen storage. *Int. J. Hydrog. Energy* 32 (2007) 1582-1588.

Liu Z, Qiu Z, Luo Y, Mao Z, Wang C. Operation of first solar-hydrogen system in China. *Int. J. Hydrog. Energy* 35 (2010) 2762-2766.

Lu, D., Fakhm, H., Zhou, T., François, B. Application of Petri nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units. *Renew. Energy* 35 (2010) 1117–1124.

Luna-Rubio, R., Trejo-Perea, M., Vargas-Vázquez, D., Ríos-Moreno, G.J. Optimal sizing of renewable hybrids energy systems: A review of methodologies. *Solar Energy* 86 (2012) 1077–1088.

Lund, H., Andersen, A.N., Ostergaard, P.A., Mathiesen, B.V., Connolly, D., 2012. From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding. *Energy*, vol. 42, pp. 96 - 102.

Maclay, J.D., Brouwer, J., Samuelsen, G.S. Experimental results for hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications. *International Journal of Hydrogen Energy* 36 (2011) 12130-12140.

Maeda, T., Ito, H., Hasegawa, Y., Zhou, Z., Ishida, M. Study on control method of the stand-alone direct-coupling photovoltaic – water electrolyzer. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 37, pp. 4819-4828, 2012.

Manjunath, R. M. and Raman, S. J. (2011). Fuzzy adaptive PID for flow control system based on OPC, IJCA Special Issue on Computational Science - New Dimensions & Perspectives 1, pp. 5 – 8.

Martín, B., Sanz, A., 2006. Redes neuronales y sistemas borrosos, 3ª Edición. Ra-Ma Editorial, España.

Mboup, A.B., Guerin, F., Ndiaye, P.A., Lefebvre, D. Petri nets control design for hybrid electrical energy systems. American Control Conference, St. Louis, MO, USA June 10-12, 2009.

Moseley, P T. Improving the valve-regulated-lead-acid battery. Journal of Power Sources 2000; 88, pp.71-77.

Muyeen, S.M., Takahashi, R., Murata, T., Tamura, J. Integration of Hydrogen Generator into Wind Farm Interconnected HVDC System. IEEE Bucharest Power Tech Conference, Junio 2009, Bucarest, Rumanía.

Muyeen, S.M., Takahashi, R., Tamura, J. Electrolyzer switching strategy for hydrogen generation from variable speed wind generator. Electric Power Systems Research, vol. 81, pp. 1171-1179, 2011.

Nayak S, Tiwari GN. Energy and exergy analysis of photovoltaic/thermal integrated with a solar greenhouse. Energy and Buildings 40 (2008) 2015-2021.

Nelson DB, Nehrir MH, Wang C. Unit sizing and cost analysis of stand-alone hybrid wind/PV/fuel cell power generation systems. Renew. Energy 31 (2006) 1641-1656.

Nema, P., Nema, R.K., Rangnekar, S., 2009. A current and future state of the art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, pp. 2096-2103.

Ng KS, Moo Ch-S, Chen YP, Hsieh Y-Ch. Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries. Applied Energy 2009;86:1506-11.

Ni M, Leung DYK, Leung DYK. Energy and exergy analysis of hydrogen production by solid oxide steam electrolyzer plant. International Journal of Hydrogen Energy 32 (2007) 4648-4660.

Ni M, Leung MKH, Leung DYK. Energy and exergy analysis of hydrogen production by a proton exchange membrane (PEM) electrolyzer plant. Energ Convers Manage 49 (2009) 2748-2756.

Obara S, Tanno I. Exergy analysis of a regional-distributed PEM fuel cell system. International Journal of Hydrogen Energy 33 (2008) 2300-2310.

Orecchini, F., Santiangeli, A. Beyond smart grids – The need of intelligent energy networks for a higher global efficiency through energy vectors integration. International Journal of Hydrogen Energy, vol. 36, pp. 8126-8133, 2011.

Ozgener O, Ozgener L. Exergy and reliability analysis of wind turbine systems: A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11 (2007) 1811-1826.

Papazov G, Pavlov D, Monahov B. Influence of temperature on expander stability and on the cycle life negative plates. *J Power Sources* 2003;113:335-44

Paska J, Biczel P, Klos M. Hybrid power systems - An effective way of utilising primary energy sources. *Renew. Energy* 34 (2009) 2414-2421.

Paul, B., Andrews, J. Optimal coupling of PV arrays to PEM electrolyzers in solar-hydrogen systems for remote area power supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 33, pp. 490-498, 2008.

Peng, H., Liu, F., Yang, X. A hybrid strategy of short term wind power prediction. *Renewable Energy* 50 (2013) 590-595

Pérez-Herranz, V., Pérez-Page, M., Beneito, R. Monitoring and control of a hydrogen production and storage system consisting of water electrolysis and metal hydrides. *International Journal of Hydrogen Energy* 35 (2010) 912- 919.

Persin, S., Tovornik, B., Muskinja, N. OPC-driven Data Exchange between MATLAB and PLC-controlled System. *International Journal of Engineering Education*, vol. 19, No. 4, pp. 586-592, 2003.

Petela R. Exergy of heat radiation, *Trans. ASME, J Heat Transfer* 2 (1964) 187-192.

Petela R. Exergy of undiluted thermal radiation. *Solar Energy* 74 (2003) 469-488.

Peters K. Review of factors that affect the deep cycling performance of valve-regulated-lead/acid batteries. *J Power Sources* 1996;59:9-13.

Piller S, Perrin M, Jossen A. Method for state-of-charge determination and their applications. *Journal of Power Sources* 2001;96:113-20.

Rabiee, A., Khorramdel, H., Aghaei, J. A review of energy storage systems in microgrids with wind turbines. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 18 (2013) 316–326.

Rahmoun, A., Biechl, H., Rosin, A. SOC Estimation for Li-Ion Batteries Based on Equivalent Circuit Diagrams and the Application of a Kalman Filter. *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, Junio 2012, Alemania.

Rosen MA, Scoot DS. Exergy analysis of hydrogen production from heat and water by electrolysis. *International Journal of Hydrogen Energy* 17 (1992) 199-204.

Rosen MA. Energy and exergy analyses of electrolytic hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 20 (1995) 547-553.

Sadorsky, P. Some future scenarios for renewable energy. *Futures*, vol. 43, 2011, pp. 1091-1104.

Safari, S., Ardehali, M.M., Sirizi, M.J. Particle swarm optimization based fuzzy logic controller for autonomous green power energy system with hydrogen storage. *Energy Conversion and Management* 65 (2013) 41–49.

Salkind AJ, Fennie C, Singh P, Atwater T, Reisner DE. Determination of state-of-charge and state-of-health of batteries by fuzzy logic methodology. *J Power Sources* 1999;80:293-300.

Sánchez, C., González, D. Experimental characterization of a grid-connected hydrogen energy buffer: Hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* (2013) <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.05.096>

Santarelli, M., Macagno, S. A thermoeconomic analysis of a PV-hydrogen system feeding the energy requests of a residential building in an isolated valley of the Alps. *Energy Conversion and Management* 45 (2004) 427–451.

Senjyu, T., Hayashi, D., Omine, E., Yona, A., Funabashi, T., Sekine, H. Stabilization Control for Remote Power System by Using  $H^\infty$  Decentralized Controllers. *Power Engineering Society General Meeting*, 2007. IEEE

Shakya BD, Aye L, Musgrave P. Technical feasibility and financial analysis of hybrid wind-photovoltaic system with hydrogen storage for Cooma. *Int. J. Hydrog. Energy* 30 (2005) 9-20.

Shapiro D, Duffy J, Kimble M, Pien M. Solar-powered regenerative PEM electrolyzer/fuel cell system. *Sol. Energy* 79 (2005) 544–550.

Silva, S.B., de Oliveira, M.A.G., Severino, M.M. Economic evaluation and optimization of a photovoltaic–fuel cell–batteries hybrid system for use in the Brazilian Amazon. *Energy Policy* 38 (2010) 6713–6723.

Silva, S.B., Severino, M.M., de Oliveira, M.A.G. A stand-alone hybrid photovoltaic, fuel cell and battery system: A case study of Tocantins, Brazil. *Renewable Energy* 57 (2013) 384-389.

Sopian K, Ibrahim MZ, Daud WRW, Othman MY, Yatim B, Amin N. Performance of a PV–wind hybrid system for hydrogen production. *Renew. Energy* 34 (2009) 1973–1978.

Soria M L, Hernández J C, Valenciano J, Sánchez A, Trinidad F. New developments on valve-regulated lead–acid batteries for advanced automotive electrical systems. *J Power Sources* 2005;144:473–85.

Sovacool BK, Hirsh RF. Island wind-hydrogen energy: A significant potential US resource. *Renew. Energy* 33 (2008) 1928–1935.

Stewart EM, Lutz AE, Schoenung S, Chiesa M, Keller JO, Fletcher J, et al. Modeling, analysis and control system development for the Italian hydrogen house. *Int. J. Hydrog. Energy* 34 (2009) 1638-1646.

Talpone, J., Puleston, P., More, J., Griñó, R. G. and Cendoya, M. (2012). Experimental platform for development and evaluation of hybrid generation systems based on fuel cells, *International Journal of Hydrogen Energy* 37, 13, pp. 10346 – 10353.

Tang Z, Wang J, Mao X, Shao H, Chen Q, Xu Z, Zhang J. Investigation and application of polysiloxane-based gel electrolyte in valve-regulated lead-acid battery. *J Power Sources* 2007;168:49–57.

Thounthong P, Chunkag V, Sethakul P, Sikkabut S, Pierfederici S, Davat B. Energy management of fuel cell/solar cell/supercapacitor hybrid power source. *Journal of Power Sources* 196 (2011) 313-324.

Ulleberg Ø, Nakken T, Ete A. The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *Int. J. Hydrog. Energy* 35 (2010) 1841-1852.

Ulleberg Ø., 2004. The importance of control strategies in PV-hydrogen systems. *Solar Energy*, vol. 76, pp. 323-329.

Ursúa, A., Gandía, L.M., Sanchis, P., 2012. Hydrogen production from water electrolysis: Current status and future trends. *IEEE*, vol. 100, No. 2.

Vachirasricirikul, S., Ngamroo, I. Robust controller design of microturbine and electrolyzer for frequency stabilization in a microgrid system with plug-in hybrid electric vehicles. *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, pp. 804-811, 2012.

Valdés, R., Lucio, J.H., Rodríguez, L.R. Operational simulation of wind power plants for electrolytic hydrogen production connected to a distributed electricity generation grid. *Renewable Energy* 53 (2013) 249-257.

Valenciaga, F. and Puleston, P. (2005). Supervisor control for a stand-alone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy, *IEEE Transactions on Energy Conversion* 20, 2, pp. 398– 405.

Valverde, L., Rosa, F., Iranzo, A., Pino, J.F. Diseño de un entorno de experimentación para producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables. *IV Congreso Nacional de Pilas de Combustible*, Sevilla, España, 2010.

Vasallo Vázquez, M.J. Contribuciones al diseño y optimización de sistemas renovables de potencia basados en energía fotovoltaica y conversión energética de hidrógeno. Tesis Doctoral, Universidad de Huelva, 2011.

Vasebi A, Bathaee SMT, Partovibakhsh M. Predicting state of charge of lead-acid batteries for hybrid vehicles by extended Kalman filter. *Energy Conversion Manage* 2008;49:75-82.

Veziroğlu TN, Şahin S. 21st Century's energy: Hydrogen energy system. *Energy Conv. Manag.* 49 (2008) 1820–1831.

Vinod MP, Vijayamohanan K. A novel, non-destructive method for the prediction of the state-of-charge of maintenance-free lead/acid batteries from galvanostatic transients. *J Power Sources* 1994;52:135-39.

Vosen, S.R., S eller, J.O. Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies. *International Journal of Hydrogen Energy* 24 (1999) 1139-1156.

Winter C-J. Energy efficient, no: It's exergy efficiency!. *International Journal of Hydrogen Energy* 32 (2007) 4109-4111.

Wu, W., Xu, J.P., Hwang, J.J. Multi-loop nonlinear predictive control scheme for a simplistic hybrid energy system. *Int. J. Hydrog. Energy* 34 (2009) 3953-3964.

Yang H, Lu L, Zhou W. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Sol Energy* 2007;81:76–84.

Yang H, Zhou W, Lou C. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Applied Energy* 2009;86:163-9.

Yang, D., Gu, C., Dong, Z., Jirutitijaroen, P., Chen, N., Walsh, W.M. Solar irradiance forecasting using spatial-temporal covariance structures and time-forward kriging. *Renewable Energy* 60 (2013) 235-245.

Yanqing S. Adaptive online state-of-charge determination based on neuro-controller and neural network. *Energy Conversion Manage* 2010;51:1093-8.

Yasin, A., Napoli, G., Ferraro, M., Testa, A., Antonucci, V. Fuzzy Logic Based Management of a Stand-Alone Hybrid Generator. *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, June 2011.

Yilanci A, Dincer I, Ozturk HK. A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 35 (2009) 231-244.

Zervas, P.L., Sarimveis, H., Palyvos, J.A., Markatos, N.G.C., 2008. Model-based optimal control of a hybrid power generation system consisting of photovoltaic arrays and fuel cells. *Journal of Power Sources*, vol. 181, pp. 327–338.

Zhan, Y., Wang, H., Zhu, J. Modelling and control of hybrid UPS system with backup PEM fuel cell/battery. *Electrical Power and Energy Systems* 43 (2012) 1322–1331.

Zhang H, Lin G, Chen J., 2010. Evaluation and calculation on the efficiency of a water electrolysis system for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy* 35, pp. 10851-10858.

Zhang, J., Xia, C., 2011. State-of-charge estimation of valve regulated lead acid battery on multi-state Unscented Kalman Filter. *Int J Electr Power Energy Syst* vol. 33, pp. 472-476.

Zhang, F., Thanapalan, K., Procter, A., Carr, S., Maddy, J., Premier, G., 2013. Power management control for off-grid solar hydrogen production and utilisation system. *International Journal of Hydrogen Energy* 38, pp. 4334-4341.

Zhang, F., Thanapalan, K., Procter, A., Maddy, J., Guwy, A., 2012. Fuzzy logic control for solar powered hydrogen production, storage and utilisation system. *UKACC International Conference on Control 2012 Cardiff, UK*.

Zhou W, Lou C, Li Z, Lu L, Yang H., 2010. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar-wind power generation systems. *Appl. Energ.* 87, pp. 380-389.

Zhou W, Yang H, Fang Z., 2008. Battery behavior prediction and battery working states analysis of a hybrid solar-wind power generation system. *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 1413-1423.

Zhou, K., Ferreira, J.A., Haan, S.W.H., 2008b. Optimal energy management strategy and system sizing method for stand-alone photovoltaic-hydrogen systems. *International Journal of Hydrogen Energy* 33, pp. 477-489.

Zini G, Tartarini P., 2009. Hybrid systems for solar hydrogen: A selection of case- studies. *Applied Thermal Engineering* 29, 2585–2595.

Ziogou C, Ipsakis D, Elmasides C, Stergiopoulos F, Papadopoulou S, Seferlis P, et al., 2009. Automation and Operation Strategies in a Stand-Alone Power System that uses Solar and Wind Energy in Conjunction with Hydrogen Long-Term Storage. *IFAC Symposium on Power Plants and Power Systems Control*, Tampere Hall, Finland.

Ziogou, C., Ipsakis, D., Elmasides, C., Stergiopoulos, F., Papadopoulou, S., Seferlis, P., Voutetakis, S., 2011. Automation infrastructure and operation control strategy in a stand-alone power system based on renewable energy sources. *Journal of Power Sources*, vol. 196, pp. 9488–9499.

Ziogou, C., Ipsakis, D., Seferlis, P., Bezergianni, S., Papadopoulou, S., Voutetakis, S., 2013. Optimal production of renewable hydrogen based on an efficient energy management strategy. *Energy* 55, pp. 58-67