

Gestión de Energía en Sistemas con Fuentes Renovables y Almacenamiento de Energía Basado en Hidrógeno Mediante Control Predictivo



Universidad De Sevilla
TESIS DOCTORAL

Escuela Técnica Superior de Ingeniería



Directores:

Dr. Manuel Felipe Rosa Iglesias
Dr. Carlos Bordons Alba

Doctorando:

Luis Valverde Isorna

Sevilla, Octubre de 2013

AGRADECIMIENTOS

Llegado el momento de los agradecimientos, he de empezar por el principio de mi andadura como investigador, donde todo comenzó en un laboratorio completamente vacío. Y por ello tengo que agradecer la confianza depositada en mí por mis directores de Tesis: Felipe Rosa y Carlos Bordons. A ellos corresponde también, el mérito de haber dirigido, tan acertadamente, la investigación hacia el control de microrredes, de esta Tesis. A partir de ahí, emprendimos un arduo trabajo para lograr la construcción y la puesta en funcionamiento de una instalación que permitiera la investigación en estrategias de almacenamiento de energía basado en hidrógeno. Este trabajo, que no está recogido en la presente Tesis, ocupó mis primeros años como investigador, donde me formé gracias al consejo de muchas personas.

Una parte importante de mi formación en las tecnologías del hidrógeno se la debo a los miembros del Laboratorio de Energías Renovables del INTA. En especial a Eduardo López, Miguel Muñoz y Juan Cabrera por su ayuda y consejo en el diseño y montaje del laboratorio de hidrógeno. También a Fernando Isorna, familia y amigo que siempre se preocupó, desde la discreción, por mis progresos.

Esta Tesis doctoral no hubiera sido posible sin el apoyo económico de la Junta de Andalucía a través del proyecto de excelencia concedido al grupo de Termotecnia y el contrato de personal predoctoral asociado.

También me gustaría mencionar al grandísimo equipo humano del Grupo de Termotecnia, que explica el éxito de este grupo de investigación. Le quiero dedicar a mis esforzados compañeros este trabajo. Empezando por Javier Pino Lucena, Juan Rafael López, Alfredo Iranzo, José Antonio Salva, Elvira Tapia y el resto de miembros: Rafa, Pilar, Álvaro, Christian, Raúl, José, Dori, y Camilo, además de otros compañeros que pasaron brevemente por el laboratorio de hidrógeno y trabajaron conmigo: Juan Lara, Antonio Pérez y Manuel Coronel.

No podía olvidar a mis compañeros del laboratorio *Fuel Cell Control Lab*: David, Carlos, Elena y Alejandro, siempre dispuestos a ayudar.

Gracias a la Dra Dalia Ali por hacer posible mi estancia de tres meses en Edimburgo, en el centro de investigación The Hydrogen Office. Me gustaría agradecer al Dr. Mohamed Abdel-Wahab su acogida y consejo durante mi estancia, así mismo, también debo agradecer a David Hogg, que me dieran acceso a sus instalaciones y por su preocupación en todo momento.

En el plano personal, quiero dedicar este trabajo, a mi hermano Javi y mi hermana Ángela por ser los mejores hermanos que uno puede desear. A mi padre, Luis Valverde Cano y mi madre M^a Ángeles Isorna Esquivel por ser un constante ejemplo para mí.

Finalmente, un especial agradecimiento a Ana. Por su inagotable paciencia todos estos años, escuchando los inconvenientes y avances en el laboratorio hasta haber llegado a entender el electrolizador casi tanto como yo mismo. Mi más sentido agradecimiento por su apoyo incondicional y fe en mí, sin el cual, de seguro no habría sido posible llegar hasta aquí.

ABSTRACT

Our civilization, dependent on fossil fuels, has a peculiarity, the centralized and deterministic character of the energy system. In other words, the highly centralized nature means the overall energy control in a small number of institutions, of which depends the welfare of much of humankind.

The commitment of many scientists and engineers and many other people and institutions in the world, is the use of hydrogen as an energy carrier, resulting in what has been termed as The Hydrogen Economy. Hydrogen is a fuel that does not pollute and can be found potentially everywhere. However, it is rarely found in nature Free State, so it must be produced. The various forms of producing, which although may involve the use of energy from oil, lean towards the use of renewable energies, such as photovoltaic, wind, hydro and geothermal. These energies can generate the electricity consumed to split water into hydrogen and oxygen during the electrolysis process.

But the most interesting aspect of hydrogen is a new economy less centralized, more self-sufficient, and linked to the consumer. Distributed generation refers to a set of small power plants, located close to the end user, or just in the same location, and it may well be integrated into a network or operate autonomously. Users can be factories, commercial enterprises, public buildings or private residences neighborhoods. These small power plants have been called "Microgrids". Microgrids have gained great reputation recently, nations are making decisions towards a new electrical system while the old centralized system is being abandoned in favor of this new one, more sophisticated, efficient and environmentally friendly. Therefore, the electrical energy system is facing a major transformation.

This document reflects the initiative of contribution to the development of the hydrogen technology in the field of hydrogen-based microgrid control systems.

The implementation of such sophisticated systems, drive to find out improved control techniques for efficiently and safely handle these microgrids. This thesis studies microgrid control system, covering both theoretical and experimental sides, from simple strategies (operating modes) to the more complexes such as Model Predictive Control (MPC), presenting a new approach in microgrid control by applying the MPC methodology.

In order to reach the mentioned objectives, in this thesis we have started from a detailed study of these systems. A first block involves Chapters first and second, which review current energy situation, state of the art of energy storage systems, integrated system types, configurations and existing control strategies. Chapter three was devoted to the description of the experimental test bench, including tests performed for the component characterization.

For the control system study and designing it was necessary to obtain suitable models. Then, modeling and validation tasks are framed in a second block (Chapter four and seven), which develops a complete control oriented model. In this model, most relevant dynamics were implemented, covering the gap in the literature for a hydrogen-based microgrid comprehensive model. The models were validated experimentally with nice results. Chapter seven attends to apply the proposed modeling methodology to an industrial size operational plant: "The Hydrogen Office" located in UK. A plant model was obtained using the same methodology applied to laboratory scale. The models were experimentally validated with data gathered from

real operating conditions. The validation results show a very good fit with model predictions. This chapter demonstrated that the modeling methodology, which is the basis of the theoretical and experimental study of control, is a valid approach.

The last block of the thesis is dedicated to the theoretical and experimental study of Operating Modes (OM) (in Chapter 5) and MPC strategies (Chapter 6). The design, simulation and implementation are showed along with experimental results. The plant operation obtained in the laboratory exhibited a nice system performance, depending on the Operation Mode used, in concordance with the theoretical result. MPC control achieved smooth operation along high efficiency. In contrast, OM got different results in terms of efficiency and cost depending on each OM used. Finally a benchmark between classical control of OM (heuristic hysteresis band) and MPC is presented. The MPC achieves outstanding results, especially in economic cost, in comparison with non-optimization strategies despite slightly neglecting the system efficiency (still over the most OM). This contrast is discussed extensively in the thesis and finally some future work is proposed.

INDICE DE CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS	3
ABSTRACT	5
Capítulo 1:.....	15
Antecedentes y objetivos de la Tesis	15
1.1. Introducción.....	16
1.2. Panorama de las energías renovables y el almacenamiento de energía eléctrica.....	17
1.3. Necesidad de investigación en técnicas de control	24
1.4. Objetivos de la Tesis Doctoral.....	26
1.5. Descripción de la metodología de investigación.....	27
1.6. Estructura de la Tesis.....	32
Capítulo 2:.....	35
Estado del arte del almacenamiento de energía eléctrica y control de plantas de potencia basadas en hidrógeno y energías renovables.....	35
2.1. Introducción.....	36
2.2. Almacenamiento de Energía Eléctrica.....	36
2.3. Revisión de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica	37
2.3.1. Clasificación de tecnologías de almacenamiento	37
2.3.2. Volante de Inercia.....	37
2.3.3. Baterías.....	39
2.3.4. Súper-condensadores.....	43
2.3.5. Tecnología de almacenamiento neumático.....	46
2.3.6. Tecnología de almacenamiento por bombeo de agua	49
2.3.7. Súper-conductores magnéticos.....	50
2.3.8. Almacenamiento de energía mediante hidrógeno.....	52
2.3.9. Comparativa de tecnologías de almacenamiento	56
2.4. Tipos de plantas de potencia basadas en hidrógeno. Topologías de almacenamiento y generación	58
2.4.1. Hibridación de fuente de energía renovable: eólica-fotovoltaica	58
2.4.2. Instalaciones con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno.....	59
2.4.3. Instalaciones con dispositivos auxiliares de potencia.....	61
2.4.4. Instalaciones aisladas.....	62
2.4.5. Instalaciones conectadas a red	62
2.4.6. Tabla de topologías de instalaciones	63
2.4.7. Topologías de acoplamiento eléctrico entre los dispositivos.....	64
2.4.8. Configuración del tipo de corriente en el bus.....	64
2.4.9. Acoplamiento basado en DC o en AC.....	65
2.4.10. Otras configuraciones adicionales	69
2.4.11. Sistemas integrados de demostración fotovoltaica-hidrógeno y eólica-hidrógeno	69

2.5.	Estado del arte de técnicas de control de potencia aplicadas a microrredes de energía renovable con almacenamiento basado en hidrógeno.....	74
2.5.1.	Introducción.....	74
2.5.2.	Definición de “Modos de operación” y “Estrategias de control”	75
2.5.3.	Estrategias de Control.....	77
2.5.3.1.	Introducción de estrategias de control para microrredes con almacenamiento en hidrógeno	77
2.5.3.2.	Niveles Jerárquicos de las estrategias de control.....	78
2.5.3.3.	Estrategias de control basadas en reglas heurísticas.....	80
2.5.3.4.	Estrategias de control basadas en Lógica Borrosa (Fuzzy Logic)	85
2.5.3.5.	Estrategias basadas en Inteligencia Artificial y algoritmos genéticos.....	87
2.5.3.6.	Técnicas de Control Predictivo basado en Modelo (MPC).....	88
2.5.4.	Modos de operación	92
2.5.5.	Modo 1: Seguimiento de la demanda de energía eléctrica (MIN DIFF)	93
2.5.6.	Modo 2: Maximizar la producción de hidrógeno (MAX H2).....	94
2.5.7.	Modo 3: Prolongar la vida de las baterías (PROTEC BAT).....	95
2.5.8.	Modo 4: Prolongar la vida de la pila de combustible (PROTEC FC)	97
2.5.9.	Modo 5: Prolongar la vida del electrolizador (PROTEC EZ).....	97
2.5.10.	Modo 6: Maximizar la eficiencia de equipos, rendimiento máximo del sistema (MAX EFF).....	98
2.5.11.	Tabla resumen de modos de operación	99
2.6.	Contribución principal de esta Tesis al estado del arte.....	101
	Capítulo 3:.....	103
	Instalación experimental HYLAB: Microrred de energía renovable con almacenamiento basado en hidrógeno.....	103
3.1.	Antecedentes.....	104
3.2.	Descripción general de la instalación	104
3.3.	Descripción de componentes del sistema HyLab.....	112
3.3.1.	Fuente de Energía renovable y demanda eléctrica	112
3.3.2.	Electrolizador PEM	114
3.3.3.	Pila de Combustible	117
3.3.4.	Hidruros Metálicos.....	122
3.3.5.	Baterías de Plomo-ácido	125
3.3.6.	Convertidores DC/DC	126
3.3.7.	Purificación de Agua	127
3.3.8.	Sistema de conducciones de hidrógeno.....	128
3.3.8.1.	Elementos de medida	130
3.3.8.2.	Termopares.....	130
3.3.8.3.	Transductores de presión.....	130
3.3.8.4.	Medidor de caudal másico de hidrógeno.....	130
3.3.8.5.	Medidor de caudal de agua	130
3.3.8.6.	PLC y sistema SCADA	130

3.3.9.	Arquitectura del sistema de control	132
3.4.	Caracterización de componentes	134
3.4.1.	Caracterización del electrolizador PEM 1 kWe	134
3.4.2.	Caracterización pila de combustible PEM 1.5 kWe	135
3.4.3.	Caracterización del hidruro metálico LaNi ₅	136
3.4.4.	Caracterización de las baterías.....	139
3.4.5.	Caracterización de los convertidores de potencia DC/DC.....	141
	Capítulo 4:.....	143
	Modelado dinámico de microrredes de energía renovable con almacenamiento energético basado en hidrógeno	143
4.1.	Introducción.....	144
4.2.	Metodología de modelado dinámico de microrredes de energía renovable basadas en hidrógeno	145
4.3.	Modelado de fuentes de energía renovable.....	146
4.3.1.	Aerogenerador	146
4.3.1.1.	Descripción y funcionamiento de un aerogenerador	146
4.3.1.2.	Modelo dinámico de un aerogenerador (AG).....	147
4.3.2.	Generador fotovoltaico.....	150
4.3.2.1.	Descripción general.....	150
4.3.2.2.	Modelado matemático de una celda fotovoltaica.....	150
4.3.2.3.	Implementación en Simulink.....	154
4.4.	Modelado de electrolizador PEM	155
4.4.1.	Termodinámica básica de la electrólisis del agua	155
4.4.2.	Modelo matemático y validación experimental.....	156
4.4.2.1.	Modelo electroquímico del electrolizador PEM.....	157
4.4.2.2.	Modelo térmico del electrolizador PEM	159
4.4.2.3.	Caudal de hidrógeno producido.....	161
4.4.2.4.	Implementación en Simulink del modelo del electrolizador	162
4.4.2.5.	Validación experimental del modelo de electrolizador PEM.....	163
4.4.2.5.1.	Metodología.....	163
4.4.2.5.2.	Validación estática del modelo. Curva de polarización	164
4.4.2.5.3.	Validación de la dinámica del modelo de electrolizador.....	165
4.5.	Modelado del tanque de Hidruro Metálico.....	166
4.5.1.	Introducción.	166
4.5.2.	Descripción y características del sistema de almacenamiento basado en Hidruros Metálicos AB ₅	167
4.5.3.	Ecuaciones del modelo.....	167
4.5.3.1.	Hipótesis:	168
4.5.3.2.	Balances de masa y energía.....	168
4.5.3.3.	Cinética del proceso	171
4.5.3.4.	Identificación de parámetros del modelo	173
4.5.3.5.	Implementación en Simulink.....	175

4.5.3.6.	Validación experimental del modelo de hidruro metálico.....	177
4.5.3.6.1.	Metodología.....	177
4.5.3.6.2.	Validación del proceso de descarga.....	177
4.5.3.6.3.	Validación del proceso de carga.....	179
4.6.	Modelado de pila de Combustible PEM.....	181
4.6.1.	Introducción.....	181
4.6.2.	Descripción del modelo de pila de combustible.....	181
4.6.2.1.	Modelo electroquímico.....	182
4.6.2.2.	Validación del modelo de pila de combustible.....	185
4.6.2.3.	Modelo térmico de la pila de combustible PEM.....	188
4.6.2.4.	Validación del modelo térmico de la pila de combustible.....	189
4.6.2.5.	Validación del consumo de hidrógeno de la pila de combustible.....	191
4.6.2.6.	Implementación en Simulink del modelo de pila de combustible.....	191
4.7.	Consideración de los convertidores de potencia.....	192
4.8.	Modelado del banco de baterías estacionarias.....	193
4.8.1.	Validación experimental del modelo de baterías.....	194
4.9.	Modelado de la demanda de energía eléctrica.....	195
4.10.	Modelado del sistema de control.....	198
4.11.	Modelo Completo.....	198
4.11.1.	Descripción del modelo y funcionamiento.....	200
4.11.2.	Comparación del funcionamiento del modelo completo con la microrred HyLab.....	201
Capítulo 5:	205
Simulación y evaluación experimental de modos de operación de microrredes basadas en hidrógeno.....		205
5.1.	Introducción.....	206
5.2.	Indicadores para la evaluación del funcionamiento de microrredes basadas en hidrógeno.....	207
5.2.1.	Porcentaje de Demanda No Satisfecha por el sistema (%D.N.S.).....	207
5.2.2.	Número de arranques y paradas de electrolizador y pila de combustible (START-STOP).....	207
5.2.3.	Porcentaje de Energía No Aprovechada (%ENA).....	207
5.2.4.	Nivel del depósito de almacenamiento de hidrógeno (o Nivel de Hidruro Metálico) (NHM %).....	208
5.2.5.	Nivel de estado de carga de las baterías (State of Charge) (SOC %).....	208
5.2.6.	Horas de operación de electrolizador y pila de combustible (Tez, Tfc).....	208
5.2.7.	Ratio producción de hidrógeno/consumo de hidrógeno (rH2).....	208
5.2.8.	Violación de restricciones operacionales de electrolizador y pila de combustible (E-ALARM).....	208
5.2.9.	Rendimientos de operación de electrolizador y pila de combustible (η_{ez} , η_{fc}).....	209
5.2.10.	Eficiencia del camino de la energía (η_{path}).....	209
5.2.11.	Coste de operación de la microrred.....	210
5.2.11.1.	Coste de operación del banco de baterías:.....	210
5.2.11.2.	Coste de operación de la pila de combustible:.....	210
5.2.11.3.	Coste de operación del electrolizador:.....	213

5.2.11.4.	Coste de operación del almacenamiento en hidruro metálico	215
5.2.11.5.	Coste del uso de la red eléctrica	215
5.3.	Simulación de modos de operación mediante algoritmos heurísticos.....	216
5.3.1.	Ejemplos de simulación con la herramienta HMS:	217
5.3.1.1.	Simulación MODO 1: MIN DIFF.....	217
5.3.1.2.	Simulación MODO 2: MAX H2.....	218
5.3.1.3.	Simulación MODO 3: PROTEC BAT.....	219
5.3.1.4.	Simulación MODO 4: PROTEC FC.....	220
5.3.1.5.	Simulación MODO 5: PROTEC EZ	222
5.3.1.6.	Simulación MODO 6: MAX EFF.....	223
5.3.2.	Definición de la batería de simulaciones.....	225
5.3.3.	Resultados numéricos de Simulación:.....	227
5.3.3.1.	Escenario 1: “Día despejado”.....	227
5.3.3.2.	Escenario 2: “Día parcialmente nublado”.....	228
5.3.3.3.	Escenario 3: “Día de viento moderado”.....	230
5.4.	Análisis y conclusiones de los modos de operación en base a los resultados de los indicadores.....	231
5.5.	Obtención del plan de ensayos	233
5.6.	Ejecución de los ensayos.....	234
5.6.1.	Evaluación experimental de los modos de operación para la escala de tiempo reducida:.....	234
5.6.1.1.	Resultados experimentales Modo PROTEC EZ en día soleado	235
5.6.1.2.	Resultados experimentales para el MODO PROTEC FC en día nublado.....	236
5.6.1.3.	Resultados experimentales PROTEC EZ para fuente eólica	236
5.6.2.	Evaluación experimental de modos de operación para escala de tiempo completa:	237
5.6.2.1.	RESULTADOS EXPERIMENTALES. MODO MINDIFF – Escenario de día soleado	238
5.6.2.2.	RESULTADOS EXPERIMENTALES. MODO MAXEFF – Escenario de día parcialmente nublado...	239
5.6.2.3.	RESULTADOS EXPERIMENTALES. MODO MAX EFF – Escenario de día de viento moderado.....	240
Capítulo 6:.....		243
Diseño y validación Experimental de un Controlador Predictivo para gestión de potencia de microrredes basadas en hidrógeno		243
6.1.	Introducción al Control Predictivo basado en Modelo (MPC).....	244
6.2.	Formulación del Control Predictivo.....	245
6.2.1.	Estrategia deslizante.....	245
6.2.2.	Modelo de predicción.....	247
6.2.3.	Función de coste o función objetivo	247
6.2.4.	Restricciones.....	248
6.3.	Diseño del controlador.....	248
6.3.1.	Esquema de control	251
6.3.2.	Modelo lineal	252
6.3.3.	Restricciones del controlador.....	254

6.3.4.	Función de coste	256
6.4.	Variantes de funcionamiento. MPC múltiple	258
6.5.	Validación del controlador MPC en HyLab.....	260
6.5.1.	Adaptación e implementación del MPC en HyLab	260
6.5.2.	Probando el controlador sobre la herramienta de simulación HMS	261
6.5.2.1.	MPC Simulación Escenario de día despejado	262
6.5.2.2.	MPC Simulación Escenario de día parcialmente nublado.....	263
6.5.2.3.	MPC Simulación Escenario de día de viento moderado.....	265
6.5.3.	Conclusiones al funcionamiento en simulación.....	266
6.5.4.	Resultados experimentales del MPC operando la microrred HyLab.....	266
6.5.4.1.	MPC Experimental Escenario día despejado:.....	267
6.5.4.2.	MPC Experimental Escenario día parcialmente nublado:.....	268
6.5.4.3.	MPC Experimental Escenario viento moderado:.....	268
6.6.	Comparativa con los sistemas de control heurísticos.....	269
6.7.	Conclusiones del diseño y validación del controlador predictivo en la microrred	272
Chapter 7:.....		274
Modelling, validation and simulation of an operational wind-hydrogen system: The Hydrogen Office demonstration plant in Scotland (U.K.).....		274
7.1.	Abstract of the chapter	275
7.2.	Introduction	276
7.3.	Overview of the Hydrogen Office system	277
7.3.1.	Wind turbine	280
7.3.2.	Alkaline electrolyser	280
7.3.3.	Hydrogen gas storage vessel	281
7.3.4.	PEM fuel cell system.....	281
7.3.5.	Plug-in electric vehicle.....	282
7.3.6.	Electricity grid.....	282
7.3.7.	Control System & Strategies.....	282
7.4.	Modelling and validation of the H.O Wind-Hydrogen system	284
7.4.1.	Wind turbine model	284
7.4.2.	Alkaline electrolyser modelling.....	285
7.4.2.1.	Model structure	285
7.4.2.2.	Parameter estimation methodology.....	290
7.4.2.3.	Steady-state parameter identification	291
7.4.2.4.	Dynamic parameters identification	293
7.4.2.5.	Validation results	294
7.4.3.	PEM fuel cell modelling.....	297
7.4.3.1.	Model structure	298
7.4.3.2.	Parameter estimation.....	301
7.4.3.3.	Steady-state parameters identification	301

7.4.3.4.	Dynamic parameters identification	302
7.4.3.5.	Fuel Cell Parameters	305
7.4.4.	Storage system	305
7.5.	Integrated System Operation.....	306
7.5.1.	Scenario 1: strong wind and electrolyser operation	307
7.5.2.	Scenario 2: scarce wind and fuel cell operation.....	312
7.6.	Concluding remarks and future work of modeling wind-hydrogen systems.....	316
Chapter 8.....		318
Thesis conclusions		318
8.1.	Thesis contributions to the state of the art.....	319
8.2.	Summary of publications and research projects.....	320
8.3.	Contributions of this doctoral thesis to the establishment of present and future research lines	323
8.4.	Final conclusions and future work	324
Bibliografía.....		328

Capítulo 1:

Antecedentes y objetivos de la Tesis

1.1. Introducción

La industria energética está afrontando un período de gran transición. Las clásicas centrales de producción basadas en combustibles fósiles están siendo abandonadas en muchos países debido a las nuevas regulaciones medioambientales, tales como la directiva 2008/50/EC sobre la calidad del aire en Europa o la *National Air Quality Standards* en Estados Unidos (C. Van Atten, 2012).

Por otro lado, existe un incremento en la demanda energética (ralentizado en algunos países tras la crisis de 2008)¹ que unido al problema del calentamiento global, está llevando a que los organismos internacionales establezcan cada vez tratados más estrictos en cuanto a los niveles admisibles de contaminación y la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera. Esto está llevando al paulatino abandono de las formas tradicionales de producción de energía, incluida la nuclear, la cual tras el accidente en Fukushima (Japón) en 2011 y la oposición frontal de numerosos países², también está siendo abandonada (Kiyooki Onoue, 2013). Adicionalmente existe un factor relacionado con la seguridad internacional. La amenaza del terrorismo ha llevado a pensar como posibles objetivos las grandes centrales de producción energética, en especial las nucleares.

Esta situación provoca la necesidad de cambio en el panorama energético. Desde hace años se investiga en nuevas formas, más eficientes y limpias de producir energía. Aunque algunas de ellas se siguen encontrando en fase de investigación y desarrollo, otras muchas ya se encuentran disponibles a nivel comercial. La mayoría de estas nuevas tecnologías están basadas en la utilización de los recursos denominados “renovables”. Aunque la expresión acuñada como “energía renovable” no es precisa, en el sentido de que ninguna forma de energía es renovable, se refiere más bien a la utilización de las fuerzas de la naturaleza en distintas formas (solar, eólica, geotérmica, mareomotriz, etc.) para la producción de energía útil, según la definen algunos autores (Ulleberg, 1998).

Las ventajas que el uso de estas energías renovables reportan a la sociedad, no se van a discutir aquí. Sin embargo, es necesario resaltar que la adopción masiva de las energías renovables plantea nuevos retos tecnológicos, ya que la inherente intermitencia estocástica asociada a la climatología hace difícil su “gestionabilidad”.

Las formas tradicionales de producción energética, controlables desde el origen, permitían ajustar la producción a la demanda. La implantación de las nuevas tecnologías basadas en recursos renovables con ciclos fluctuantes obliga a pensar en nuevas soluciones a problemas nunca antes planteados.

¹ Eurostat: *Entre 2000 y 2009 el consumo de energía final a nivel mundial se incrementó un 21.0 %*

² <http://www.spiegel.de/international/germany/germany-needs-miles-of-new-power-lines-to-make-energy-transition-a-835979.html>

1.2. Panorama de las energías renovables y el almacenamiento de energía eléctrica

La situación descrita en la introducción se desarrolla con una mayor base en esta sección, donde se analiza con más detalle el contexto energético actual en España y en el mundo, así como el escenario energético del futuro. Esto permite tener una mejor visión de las necesidades de investigación que la sociedad demanda.

- *Contexto energético actual:*

Existe una demanda continua de energía, que se irá incrementando de manera progresiva a nivel mundial según afirman los organismos internacionales tales como la Agencia Internacional de la Energía. Al mismo tiempo, esta energía tiene que ser más “limpia” que la energía producida a partir de las tecnologías tradicionales. Esta necesidad ha facilitado la creciente penetración de las energías renovables y el desarrollo del concepto de Generación Distribuida (GD). Tanto los gobiernos como la sociedad están convencidos de que el amplio uso de fuentes de energía renovables puede combatir la amenaza del calentamiento global y el cambio climático.

El “Blue-map” de la IEA (IEA, 2010) establece una serie de objetivos de reducción de las emisiones de CO₂ a la mitad para el 2050 y establece los caminos más económicos para conseguir los objetivos a través del desarrollo de las tecnologías no contaminantes (*Low-Carbon*). La Figura 1.2.1 muestra el desarrollo que deben experimentar las nuevas tecnologías y las ya existentes para alcanzar los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ en el 2050. La Figura 1.2.1 permite por tanto obtener una visión del comportamiento que tendrán que adoptar los países para reducir las emisiones a la atmósfera a la vez que aseguran el abastecimiento seguro de la energía y el crecimiento económico.

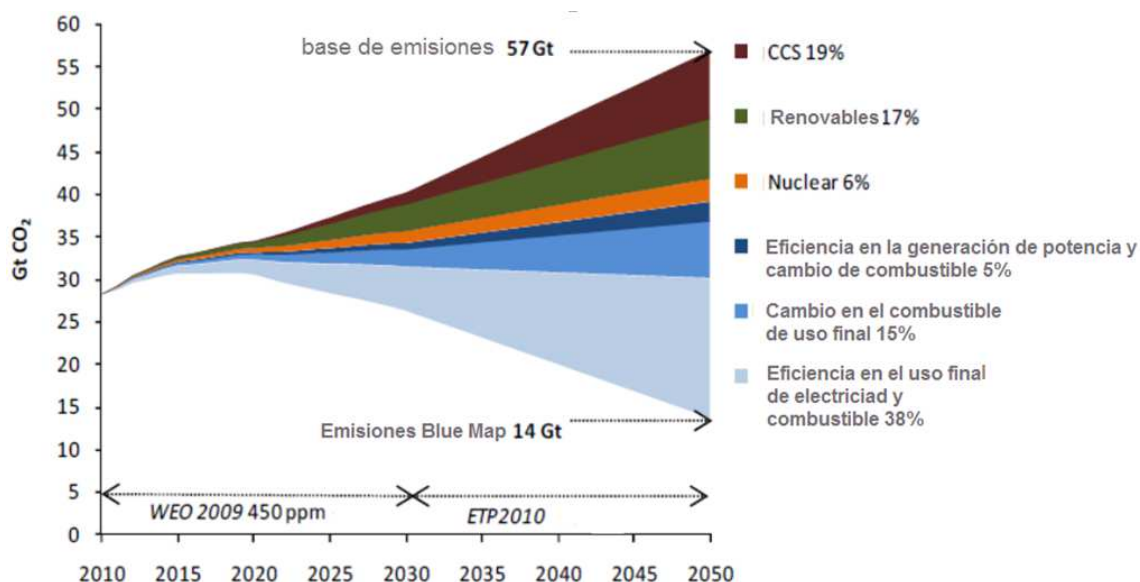


Figura 1.2.1. Tecnologías clave para la reducción de las emisiones de CO₂ según “Blue Map” (IEA, 2011). CCS: Carbon Capture and storage.

El año 2000 marcó un hecho histórico, en cuanto a que se alcanzó la cota del 50 % de la población mundial viviendo en las ciudades. Esta proporción continuará creciendo durante las siguientes décadas. Las infraestructuras energéticas en estas comunidades tendrán por tanto que adaptarse para afrontar el crecimiento de la demanda. Este hecho constituye una necesidad para los gobiernos locales de invertir esfuerzos en el desarrollo de tecnologías limpias para la ciudadanía. Las Smart-Grids (o redes inteligentes) son un peldaño esencial en la integración de las energías limpias y el abastecimiento de la demanda. El concepto de Smart-Grid permite el intercambio y abastecimiento energético reduciendo los costes y aumentando la eficiencia energética del uso de la electricidad (Ipakchi, 2009). A raíz de este paradigma, están surgiendo otros conceptos tales como la “Smart-community” y la “Smart-city”, que estarán presentes en lo cotidiano a corto plazo según indican los expertos.

Una Smart-Grid integrará las infraestructuras existentes, de electricidad, de agua, de transporte, gas, etc. así como los futuros vectores energéticos, como el vector hidrógeno y los vehículos eléctricos (IEA, 2011).

En España se cuenta en la actualidad con un sólido marco normativo de apoyo a las energías renovables. Algunos de sus hitos fundamentales son: la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, que integró el Régimen Especial, regulado en el Real Decreto 661/2007; el Real Decreto ley 6/2009, por el que se establece el registro de preasignación de retribución para las instalaciones del régimen especial; el Real Decreto 1955/2000, que rige procedimientos de autorización; el Real Decreto 842/2002, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión junto a sus instrucciones técnicas complementarias; el Real Decreto 314/2006 por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación; la Ley 22/1973, de Minas (modificada por la Ley 54/1980) en lo que tiene que ver con la energía geotérmica; en materia de aguas, el Real Decreto Legislativo 1/2001; la Ley 9/2006 y el Real Decreto Legislativo 1/2008 en lo que respecta a la regulación en materia ambiental; la Orden ITC/2877/2008, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte; el Real Decreto 1578/2008, referente a la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica; el Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial; el Real Decreto 1614/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoelectrica y eólica; y el Real Decreto-ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Más recientemente, la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que incluye, en su Artículo 78, los objetivos nacionales mínimos en materia de ahorro y eficiencia energética y energías renovables.

Como resultado de la política de apoyo a las energías renovables, en el marco del Plan de Energías Renovables 2005-2010, el crecimiento de éstas durante los últimos años ha sido notable, y así, en términos de consumo de energía primaria, han pasado de cubrir una demanda del 6,3% en 2004 a alcanzar el 11,3% en 2010. Este porcentaje correspondiente al año 2010 se eleva al 13,2% si se calcula la contribución de las energías renovables sobre el consumo final bruto de energía (CFB), de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva 2009/28/CE. (Ministerio de Industria, 2011) La Figura 1.2.2 muestra la estructura de este consumo en España.

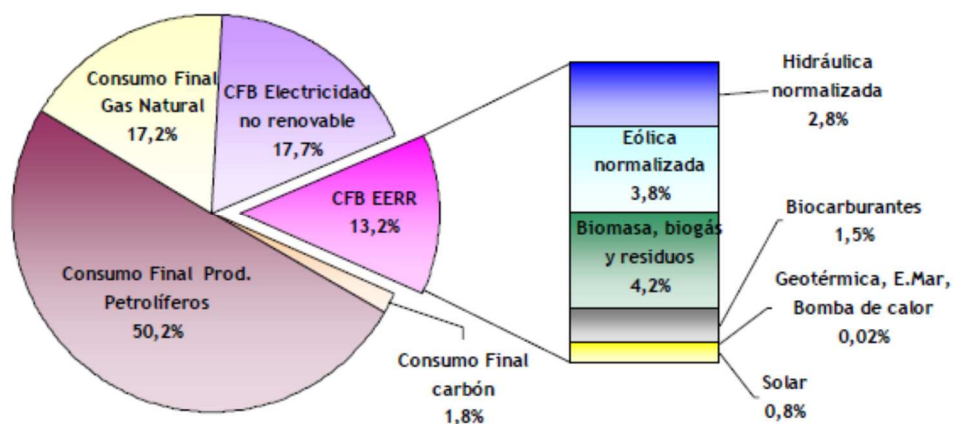


Figura 1.2.2. Consumo final bruto de energía 2010 en España (Ministerio de Industria, 2011).

En cuanto al papel de las energías renovables en la generación eléctrica, su contribución al consumo final bruto de electricidad ha pasado del 18,5% en 2004 al 29,2% en 2010. Estos datos corresponden a un año normalizado, pues los datos reales indican un crecimiento desde el 17,9% en 2004 hasta el 33,3% en 2010 según el informe realizado por el ministerio (Ministerio de Industria, 2011). Por otro lado, la contribución de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad en España en 2010 fue de un 32,3% y su distribución por fuentes se puede observar en la Figura 1.2.3. En relación a la contribución de electricidad renovable del 33,3% en 2010 que se menciona en el párrafo anterior, es conveniente aclarar que dicha contribución ha sido calculada de acuerdo a la metodología de establecimiento de objetivos del PER 2005-2010, esto es, sobre el consumo bruto de electricidad, el cual se calcula restando las exportaciones y sumando las importaciones de electricidad a la producción bruta.

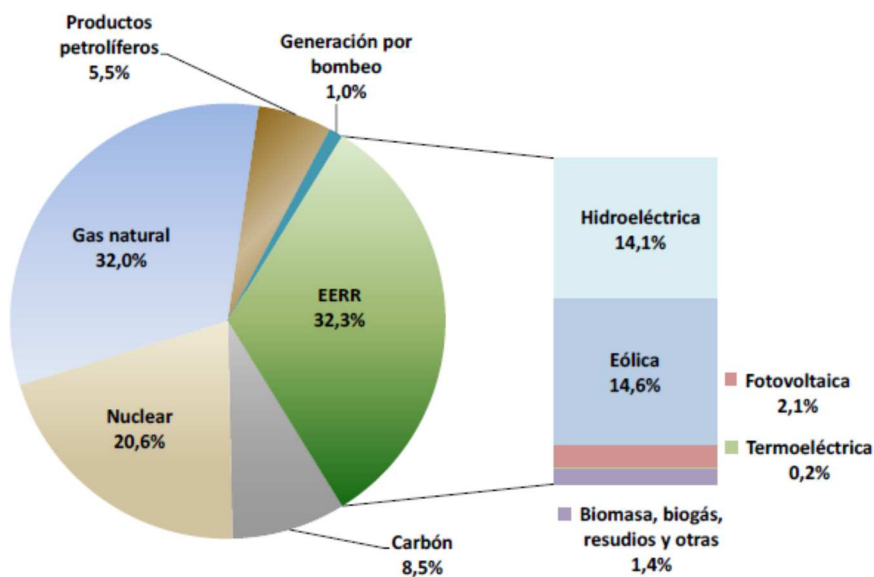


Figura 1.2.3. Estructura porcentual de la producción de energía eléctrica durante el año 2010.

Como se puede ver en la Figura 1.2.3, la energía eléctrica procedente de eólica ya ha superado a la producción de energía que procede de las hidroeléctricas. Constituyendo ambas el grueso de la producción renovable, que al completo conforman casi un tercio de la producción total.

- *Escenario Energético 2020:*

De cara al horizonte temporal de 2020 se consideran dos posibles escenarios, de acuerdo con la metodología de la Directiva 2009/28/CE, y de la Decisión de la Comisión Europea de 30 de junio de 2009 (Ministerio de Industria, 2011), por la que se establece un modelo para los planes de acción nacionales en materia de energía renovable: un escenario de referencia y otro de eficiencia energética adicional.

Por lo que respecta a la evolución de los precios del petróleo y del gas natural, a comienzos de 2010 —actualizadas durante 2011 para tomar en consideración los cambios en los escenarios como consecuencia de los acontecimientos sociopolíticos acaecidos en diferentes países productores de petróleo del norte de África y de Asia, así como del accidente de la central nuclear de Fukushima, en Japón— se realizó una serie de proyecciones de precios de materias primas energéticas. Las nuevas proyecciones se presentan en las figuras Figura 1.2.4 y Figura 1.2.5, que aparecen a continuación.

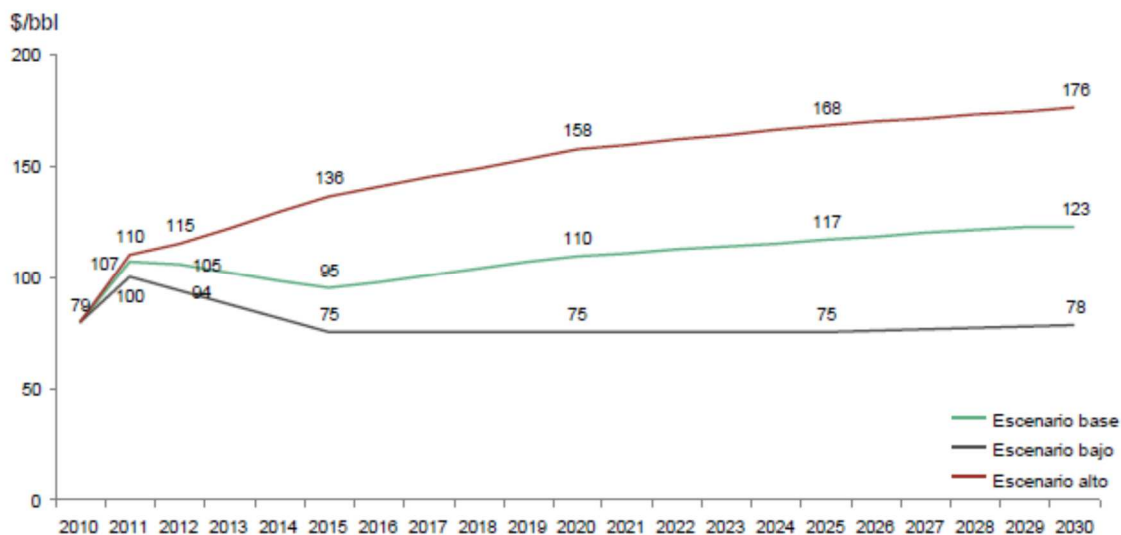


Figura 1.2.4. Escenarios de precio del barril de crudo de petróleo Brent (en \$ constantes de 2010) (Consulting, 2010)

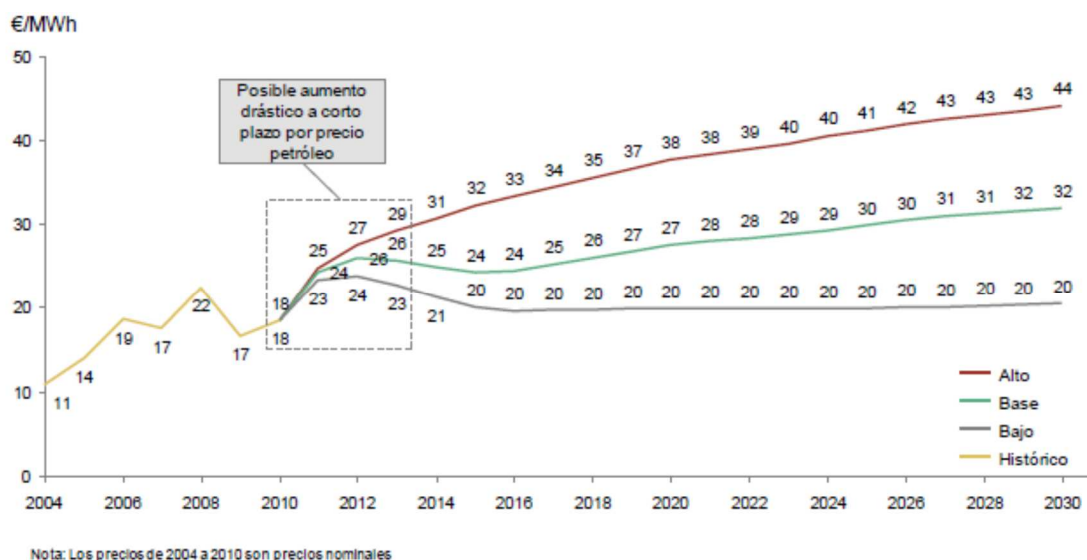


Figura 1.2.5. Proyecciones del precio del gas natural importado en España (en € constantes de 2010) (Consulting, 2010)³

Estos escenarios de precios están en línea con los manejados por instituciones internacionales como la Agencia Internacional de la Energía y la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos.

Por otro lado, el escenario de eficiencia energética adicional, partiendo del escenario de referencia, incorpora un importante paquete de nuevas medidas de eficiencia energética al horizonte 2020, que permitirían reducir la demanda de energía primaria desde los 166 millones de toneladas equivalentes de petróleo (tep) previstos en 2020 en el escenario de referencia, a algo más de 142 millones de tep. En cuanto al reparto de potencia instalada de fuentes de energía, el escenario que se prevé queda reflejado en la Figura 1.2.6.

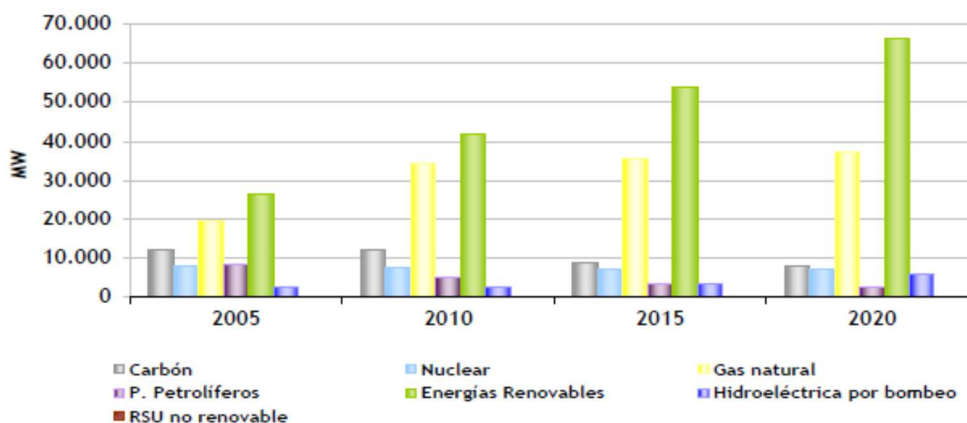


Figura 1.2.6. Escenario de Eficiencia Energética Adicional: Evolución de la capacidad eléctrica instalada según fuentes energéticas (Ministerio de Industria, 2011),

Se observa un gran crecimiento de las energías renovables mientras que el resto se estanca o disminuye. A nivel internacional se está fomentando este camino activamente, el **objetivo**

³ Los precios de 2004 a 2010 son precios nominales.

establecido por la Unión Europea sitúa en el 20% de consumo final de energía procedente de renovables para el 2020, como indica la Figura 1.2.7 .

En este sentido, la política económica de la Unión Europea se ha pronunciado, abogando por tres objetivos concretos: la seguridad en el suministro energético, la reducción de emisiones y el mantenimiento de la competitividad de las empresas europeas relacionadas con el sector (EUR 20719 EN).

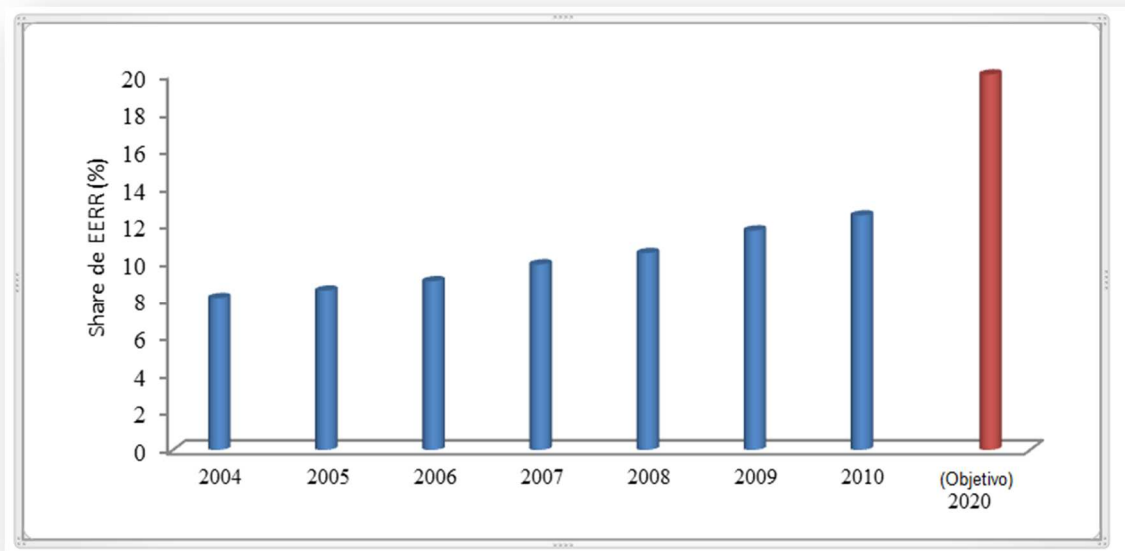


Figura 1.2.7. Contribución al reparto de consumo energético final de las renovables. Fuente: Eurostat

Por todo ello, se avecina el gran reto de garantizar unos niveles mínimos de producción de energía eléctrica susceptible de ser inyectada en red al incorporar las fuentes renovables debido a su propia naturaleza intermitente. No obstante, este problema podría solventarse de forma efectiva mediante el almacenamiento energético en periodos de exceso en la producción de las fuentes renovables y su posterior uso en periodos de carencia. Por lo tanto, para que estas nuevas fuentes puedan considerarse como fuentes primaria gestionables, el almacenamiento de energía es un punto crucial a resolver.

Los datos reseñados en los puntos anteriores inducen a pensar que el sector energético va a sufrir una profunda transformación en los próximos años para eliminar o minimizar los impactos negativos derivados, entre otros, del aumento creciente de la demanda y las emisiones, los problemas de suministro de combustibles fósiles y su creciente coste. Se prevé por tanto que el sector desarrollará unos medios de producción, transporte y utilización de energía más racionales y sostenibles basados en el binomio renovables-almacenamiento de energía.

Por otro lado, los mejores lugares geográficos para la generación de energía eléctrica a partir de energía solar o eólica se encuentran en zonas rurales, alejadas de las grandes líneas de distribución eléctrica. La producción de energía en estas localizaciones combinada con sistemas de almacenamiento capaces de absorber las fluctuaciones de producción de un campo de aerogeneradores o de una gran instalación fotovoltaica o termosolar podrían generar la energía que abasteciera los hogares e industrias.

Un apropiado diseño y operación de un sistema de almacenamiento facilitaría la implantación y penetración de estas energías renovables, consiguiéndose un mejor ajuste entre la generación y la demanda. Adicionalmente, el almacenamiento de energía presenta la ventaja de no sobrecargar las líneas de distribución y no producir sobrevoltaje en las líneas en los periodos de alta producción de energía eléctrica.

Existen diferentes formas de almacenar energía eléctrica, como son: bombeo de agua, aire comprimido, baterías, etc. Entre las diferentes formas disponibles para almacenar energía, el almacenamiento en forma de hidrógeno está siendo objeto de especial interés en estos últimos años (A. Bergen, 2009) (Bahram Panahandeh, 2011) (Nelson A. Kelly, 2010) (Dimitris Ipsakis, 2008). En particular, el hidrógeno, producido a partir de agua mediante electrolisis es una de las técnicas más eficientes. Empleando la energía eólica o solar fotovoltaica, se obtendría un combustible tan flexible y útil como lo son los derivados del petróleo, sin los inconvenientes medioambientales y de escasez de recursos asociados a estos, que puede ser usado tanto en aplicaciones de generación estacionarias como en el transporte, ya sea en pilas de combustible, motores de combustión interna, microturbinas, etc.

No está muy lejos el día en que tanto los hogares como las compañías contribuyan a la generación de energía, lo que implicará un cálculo más complejo del precio de la energía. Tanto hogares como compañías dispondrán de sistemas de almacenamiento y gestión de energía para administrar la compra y el suministro de la misma en los momentos más adecuados (Indus Corporation, 2008).

Dentro de los posibles sistemas de almacenamiento, los basados en la producción de hidrógeno mediante electrolisis y su posterior uso en pilas de combustible ofrecen una atractiva alternativa a sistemas convencionales (bombeo de agua, aire comprimido, baterías, etc.), desde el punto de vista de eficiencia energética, operacional y medioambiental, aunque aún debe realizarse un importante esfuerzo en investigación aplicada y proyectos de demostración para que estas tecnologías puedan ser implantadas de forma generalizada a un coste competitivo (Haisheng Chen, 2009).

De forma simplificada, un sistema de almacenamiento de energía eléctrica de origen renovable basado en hidrógeno constaría de un electrolizador, un sistema de almacenamiento de hidrógeno y un dispositivo de conversión para la producción de energía eléctrica, habitualmente una pila de combustible.

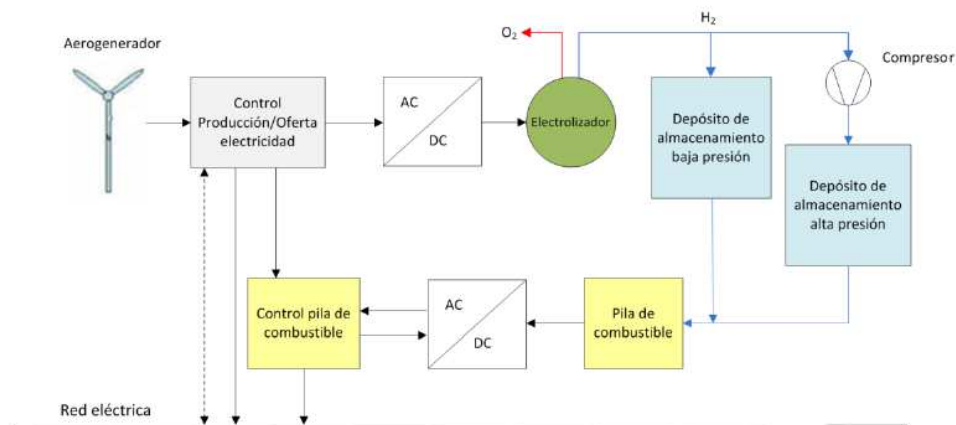


Figura 1.2.8. Esquema principio de un sistema integrado eólica-hidrógeno (Pino, 2010)

El correcto diseño y control de estos sistemas, su integración y la definición de los modos de operación más adecuados para cada tipo de energía renovable (solar o eólica) es función tanto de las condiciones de generación climatológicas como de la demanda eléctrica existente en cada momento. Ello redundará en la viabilidad económica de la instalación, sin olvidar los posibles beneficios económicos que puedan derivarse de una correcta gestión de la energía eléctrica en diferentes períodos tarifarios.

La evolución tecnológica y la reducción de costes en los sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno podrían hacer que esta tecnología juegue un papel en la gestión del sistema eléctrico y facilitar la incorporación creciente de la generación de electricidad con energías renovables (Ministerio de Industria, 2011).

Es en este contexto donde se ubica la presente Tesis doctoral, con el objetivo de aportar soluciones técnicas requeridas por este nuevo sistema energético que se plantea.

1.3. Necesidad de investigación en técnicas de control

España, por su situación geográfica y condiciones orográficas dispone de un gran potencial para el aprovechamiento de la energía eólica y solar. España es el cuarto productor mundial de eólica, con una capacidad instalada de 16740 megavatios (MW) a finales de 2008, con un aumento de 1609 MW para ese año a modo de muestra (Reuters, 2009) (IEA, 2008).

La necesidad de desarrollo de sistemas de almacenamiento de energías renovables ha hecho que numerosas empresas y grupos de investigación promuevan proyectos de I+D centrados en diferentes tecnologías: aire comprimido, bombeo de agua, hidrógeno, etc. Aunque ninguna de estas tecnologías satisface plenamente en la actualidad todos los requerimientos comerciales de este tipo de instalaciones, los sistemas de almacenamiento de energía híbridos basados en hidrógeno y baterías/súper-condensadores/volantes de inercia presentan unas perspectivas de desarrollo muy favorables, relacionadas sobre todo con las posibilidades que el vector energético hidrógeno presenta en su uso como combustible (valor añadido para la industria) en automoción y la calidad de la energía eléctrica suministrada como ya se ha señalado.

Sin embargo, existen aún barreras técnicas y económicas que deben ser superadas para alcanzar su plena implantación. En España, diversas empresas han puesto de manifiesto la importancia que estas tecnologías pueden tener para el desarrollo de las energías renovables en nuestra país y para ello están participando de forma activa en proyectos nacionales o europeos en los que se demuestran las aplicaciones prácticas de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica a partir de renovables basados en hidrógeno (Luis M. Gandía, 2007) (RES2H2, 2006).

En cuanto a los grupos de investigación dentro de las Universidades, muchas de sus actividades se centran en el modelado de estos sistemas y la simulación siendo muy escasos los resultados experimentales, empleando frecuentemente estrategias de gestión y control no optimizados, a menudo heurísticas, haciéndose difícil el extrapolar los resultados a la industria.

A nivel internacional, se tienen diversos ejemplos de proyectos financiados por la UE en sus programas marcos o por el Departamento de Energía de Estados Unidos enfocados hacia las plantas de potencia con sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno (A. Bergen, 2009) (Magnus Korpås, 2008) (Lymberopoulos., 2005) (IEA, 1998) (Martin, 2008) (B. Kroposki, 2006).

Este interés ha dado lugar al desarrollo de numerosos proyectos de demostración en la última década. Una completa lista de proyectos que combinan la energía fotovoltaica/eólica con el hidrógeno se puede encontrar en (L. Valverde, 2013). Una de las grandes conclusiones de este trabajo es que el 100% de los proyectos de demostración emplean estrategias de control simples, basadas en reglas lógicas de decisión. Esta tónica fue motivada por tratar de reducir la complejidad del sistema (ya de por sí considerable) de manera que redundara en una mayor fiabilidad en la operación. No obstante, los posteriores resultados de operación, recopilados en (L. Valverde, 2013), (IEA, 1998), (Ø. Ulleberg, 2007) demuestran que numerosos problemas técnicos podrían haberse evitado con una estrategia de control más compleja que tomase en consideración más parámetros durante la operación. En estos trabajos se destaca la importancia de las estrategias de control en la producción de hidrógeno, operación segura de la planta y durabilidad de componentes. De este modo, se reclaman estrategias de control más complejas que puedan incluir parámetros como el beneficio económico en la operación de la misma.

Este llamamiento es recogido en parte por la comunidad académica que comienza a estudiar la posibilidad de estrategias de control más complejas. Como se verá en el Capítulo 2, los estudios se centran en desarrollar una optimización off-line de la gestión de energía, en términos de organización de la operación, encendidos y apagados estacionales. Por otro lado se trabaja en la optimización de las estrategias heurísticas basadas en una banda de operación con histéresis, cuyos umbrales se busca optimizar. Incluso se llegan a realizar las primeras investigaciones en optimización on-line mediante técnicas de control predictivo, aunque los sistemas usados en estos estudios recurren a numerosas simplificaciones que limitan su aplicabilidad.

Sin embargo, a pesar de la contribución de estos trabajos, la realidad es que se desarrollan fundamentalmente a nivel teórico, sin llegar nunca a la implementación y demostración experimental. Lo que deja un vacío en este campo e incertidumbre en el sector industrial a la hora de llevar a la realidad en las plantas reales estas técnicas de control.

Por tanto, podemos concluir que según el escenario expuesto, se observa la necesidad de investigación en tareas de gestión y optimización de la energía eléctrica en sistemas de almacenamiento de energía basados en hidrógeno. El objetivo es aumentar la fiabilidad, el rendimiento y reducir los costes de operación, de forma además, que sea posible la extrapolación de resultados encontrados a plantas de producción de energía eléctrica reales.

1.4. Objetivos de la Tesis Doctoral

Atendiendo a las necesidades de investigación anteriormente planteadas en el contexto del almacenamiento de energía se plantea la presente Tesis doctoral, cuyo objetivo es: **desarrollar y validar experimentalmente un sistema de control autónomo y óptimo para plantas de potencia de energía renovable con almacenamiento energético basado en hidrógeno.**

Como se verá en los sucesivos capítulos de esta Tesis, todas las instalaciones que se encuentran actualmente en funcionamiento, presentan sistemas de control muy simples, con grandes limitaciones que en última instancia repercuten negativamente en la eficiencia y la vida útil de los equipos. De ahí que se proponga en esta Tesis el desarrollo y la validación de un control complejo aplicado a este tipo de sistemas. En concreto se aplicará el Control Predictivo basado en Modelo para el control de la instalación.

En primer lugar se estudiarán las estrategias de control existentes, se identificarán los modos de operación posibles y finalmente se comparará el funcionamiento del control predictivo propuesto con los modos de operación simples.

El desarrollo de un control avanzado en la planta viene respaldado además por estudios que han demostrado que los controladores tradicionales, en muchos casos, son inadecuados para el control de los sistemas híbridos complejos (A.K. Athienitis, 2002) (Kolokotsa, 2005), dado que estos controladores no pueden anticiparse a los efectos de las perturbaciones y condiciones atmosféricas cambiantes, frecuentes en este tipo de plantas.

Insistir en que la tecnología actual reclama mejoras en los sistemas de control donde además quede demostrada su validez experimentalmente. Dado que sólo se encuentran en la literatura algunos estudios a nivel teórico de posibles aplicaciones.

Cabe señalar como otro objetivo de la Tesis, la obtención de una herramienta de simulación validada experimentalmente. Esta herramienta incluirá modelos dinámicos de todos los componentes de la tecnología y será capaz de simular diferentes condiciones de operación.

En la presente Tesis se ha tenido en cuenta en todo momento su reproducibilidad en condiciones reales de operación. Por ello, el trabajo se ha desarrollado con la ayuda del laboratorio de hidrógeno y pilas de combustible del Grupo de Termotecnia del Departamento de Ingeniería Energética de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla (HYLAB <https://sites.google.com/site/laboratorih2/>), que dispone de medios que permiten emular tanto las curvas de producción de energía eléctrica de cualquier fuente renovable como las curvas de demanda, además por supuesto, de los equipos específicos de estos sistemas de almacenamiento de energía, como son un electrolizador, un sistema de almacenamiento de hidrógeno, y una pila de combustible.

Adicionalmente, se establece como objetivo la obtención de una metodología de modelado cuya universalidad se demuestre aplicando dicha metodología a escala de proyectos de demostración. La estancia de tres meses realizada en el centro de investigación “**The Hydrogen Office**” en Reino Unido durante el desarrollo de la Tesis, ha permitido validar la metodología de modelado desarrollada en una instalación de escala real.

1.5. Descripción de la metodología de investigación

La metodología usada para abordar la presente Tesis se basa en la utilización de una instalación experimental para desarrollar y validar el sistema de control de una microrred (sistema eléctrico compuesto por varias fuentes de energía y consumidores que se puede considerar como una unidad aislada en si misma) de energía renovable con almacenamiento energético. Las pruebas experimentales se han llevado a cabo en el laboratorio de hidrógeno de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla (HYLAB).

Los pasos seguidos en esta metodología para lograr el objetivo concreto expuesto en el apartado 1.4 han sido

1. Análisis del estado del arte de sistemas de almacenamiento de energía y de estrategias de control actuales.
2. Modelado dinámico de los distintos componentes de los sistemas de potencia con almacenamiento de energía eléctrica.
3. Validación experimental de los modelos individuales desarrollados.
4. Implementar los modelos en una herramienta informática con la que poder simular y ensayar controladores.
5. Aplicar la herramienta desarrollada para evaluar la idoneidad de las distintas configuraciones posibles, optimización de parámetros de control y analizar los modos de operación posibles.
6. Programar y evaluar con la herramienta de simulación los modos de operación más convenientes.
7. Diseñar e implementar un controlador predictivo para sistemas de potencia con fuentes renovables y almacenamiento basado en hidrógeno.
8. Adaptación de una instalación a escala de laboratorio para la validación experimental de resultados obtenidos previamente por simulación.
9. Evaluar el funcionamiento de la planta bajo el control predictivo y modos de operación

Las actividades planteadas en el marco de esta Tesis se han estructurado en diversas fases.

➤ **FASE 1. Estudio del estado del arte de la Tecnología**

Comprende una revisión de sistemas de almacenamiento de energía, donde se especifican las ventajas e inconvenientes de cada tecnología y se justifica la elección de los sistemas basados en hidrógeno como sistema de almacenamiento principal.

Tras la revisión de los sistemas de almacenamiento se aborda la casuística de instalaciones con almacenamiento de energía. Analizando desde la configuración más simple hasta la más compleja, que es en la que se centrará esta Tesis.

Una vez revisadas las diversas topologías y sistemas de almacenamiento se hace un breve repaso sobre los proyectos de demostración llevados a cabo hasta la fecha, donde se discuten problemas encontrados y la influencia de la estrategia de control usada.

Para terminar este bloque se estudian las diferentes estrategias de control que se han desarrollado hasta la fecha, se identifican los modos de operación posibles para este tipo de sistemas y la aportación que supone la presente Tesis doctoral para el estado del arte.

➤ **FASE 2. Instalación experimental**

Para el desarrollo de esta Tesis se ha empleado la instalación HYLAB que será descrita en el Capítulo 3. Esta fase comprende la realización de pruebas experimentales para la caracterización de todos los componentes. Las curvas de operación obtenidas se usarán para la validación de los modelos matemáticos en la siguiente fase.

➤ **FASE 3. Modelado de componentes y validación experimental**

Esta fase comprende el desarrollo de modelos dinámicos computacionales de los componentes involucrados en la generación y el almacenamiento de energía mediante hidrógeno. Para la implementación de los modelos se utilizará la herramienta comercial Matlab-Simulink por su potencia y modularidad. Se presentarán las ecuaciones e hipótesis empleadas para el modelado así como el marco temporal en el que se desempeñan las simulaciones (milisegundos, segundos, etc) que justificará las dinámicas implementadas.

La fiabilidad y precisión de los modelos quedará demostrada mediante la validación experimental de cada uno de ellos en la instalación HYLAB así como del conjunto.

El objetivo de esta fase es obtener una herramienta de simulación fiable. Para ello, se procederá a modelar y validar cada componente por separado, para después proceder a acoplar todos los modelos en un modelo completo donde se introducen como entradas los perfiles de potencia generada y demanda, además de las condiciones iniciales de simulación y parámetros característicos de los componentes.

➤ **FASE 4. Desarrollo de controladores**

Esta fase se dedica al desarrollo e implementación de los diferentes sistemas de control. Es decir, los algoritmos heurísticos para los modos de operación y el controlador óptimo basado en control

predictivo. Aprovechando los modelos desarrollados en anteriores fases, se diseñará y probará bajo diferentes condiciones los controladores. En el caso del controlador predictivo, los parámetros de la función de coste son ajustados mediante simulación. Se diseñará acorde a criterios técnicos, económicos y de eficiencia en la operación. Se comparará el controlador predictivo con los otros controladores que implementan los modos de operación.

➤ **FASE 5. Ejecución de la herramienta de simulación**

En esta fase se definirá la batería de simulaciones a realizar, comprendiendo los modos de operación y el control predictivo diseñado. Como se verá, se realizará una comparación técnica de los diferentes modos, estrategias y controladores en base a unos indicadores de funcionamiento que se definirán para tal función expresamente.

Los resultados de los indicadores de funcionamiento permitirán seleccionar las mejores estrategias de control y modos de funcionamiento que serán ensayados experimentalmente en la siguiente fase junto con el control predictivo obtenido.

La utilización de una herramienta de simulación permitirá realizar numerosas pruebas de funcionamiento sin incurrir en posibles daños en la operación de la planta experimental. Esto permitirá además ajustar y refinar los controladores como paso previo a la implementación experimental.

➤ **FASE 6. Ensayos y validación experimental**

Esta fase tiene como objetivo obtener resultados de funcionamiento de la planta bajo los controladores seleccionados. En primer lugar se realizaran pruebas a escala de tiempo reducida, para comprobar el correcto funcionamiento del sistema. Una vez comprobado que el sistema de control actúa adecuadamente se pasará a ejecutar las pruebas a escala de tiempo completo. La escala de tiempo y el plan de ensayos serán definidos y justificados en esta fase.

Los resultados experimentales estarán enfocados principalmente a demostrar que el controlador predictivo desarrollado funciona correctamente en la planta experimental.

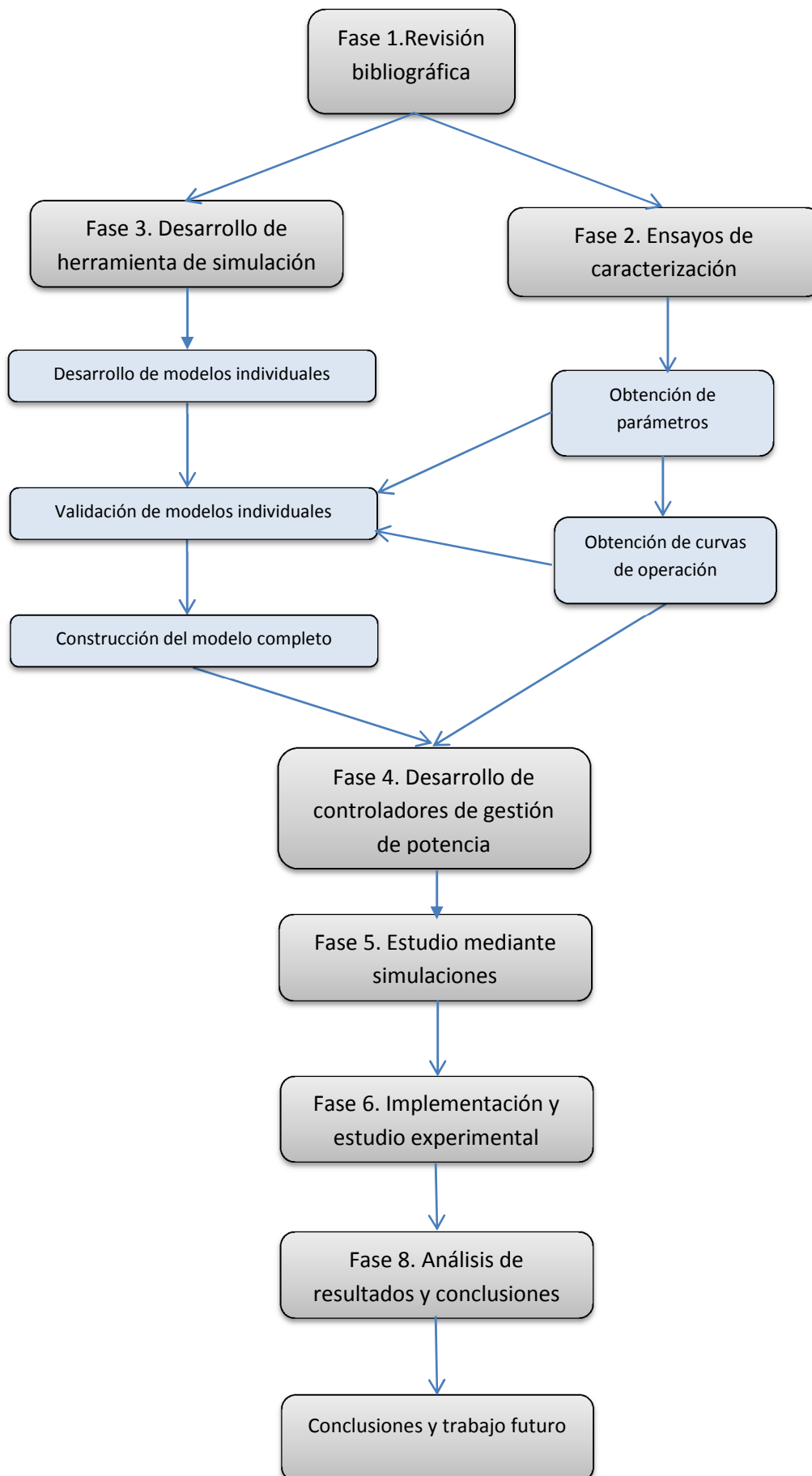
➤ **FASE 7. Aplicación de la metodología de modelado desarrollada al modelado de una planta de escala real**

En esta fase se demostrará que la metodología de modelado empleada es aplicable fuera del entorno de un laboratorio. Gracias a la estancia de investigación realizada en Reino Unido, en colaboración con las Universidades Heriot-Watt y Robert Gordon se realizará el modelado y la validación experimental de una instalación operacional a escala real denominada “The Hydrogen Office”. Dicha instalación, situada en las cercanías de Edimburgo, constituye una microrred con el mismo sistema que se pueden encontrar en el laboratorio HyLab pero a una escala mayor, donde el sistema de producción de potencia renovable con almacenamiento de energía basado en hidrógeno suministra energía a un edificio de oficinas.

➤ **FASE 8. Análisis de resultados, conclusiones y trabajo futuro**

Esta última fase se dedicará al análisis de los resultados experimentales y la extracción de conclusiones referentes al trabajo realizado en la presente Tesis. Se analizarán las contribuciones que se han obtenido, las líneas de investigación que quedan abiertas y propuestas de trabajo futuro que garanticen la continuidad de la investigación realizada.

En la Figura 1.5.1 se muestra el diagrama de Grantt del desarrollo de las fases de esta Tesis doctoral. Como se ha mencionado, el pilar fundamental de esta investigación es el trabajo a nivel experimental cuyos resultados se espera sean directamente aplicables a la industria.



1.6. Estructura de la Tesis

La presente Tesis doctoral se articula en 8 capítulos cuyo contenido se describe a continuación:

Tras la introducción expuesta en este primer capítulo, en el Capítulo 2 se aborda el estado del arte de la tecnología de plantas de potencia con almacenamiento de energía. Se estudian todas las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica existentes. Además, se realiza un repaso de las estrategias de control en las plantas de potencia con almacenamiento de energía. Debido a la variedad de configuraciones existentes, el análisis de las distintas configuraciones que se hace en dicho capítulo resulta de suma utilidad para analizar las combinaciones que existen y los modos de operación más comunes.

Tras la visión general del estado del arte y el análisis de las tendencias y necesidades de la técnica se establece el marco de la Tesis y la necesidad de un desarrollo teórico y práctico de técnicas de control avanzada aplicadas a microrredes de energía renovable con almacenamiento basado en hidrógeno.

En el Capítulo 3 se describe la instalación de laboratorio disponible para el desarrollo de esta Tesis. En dicho capítulo se describe pormenorizadamente los componentes del laboratorio, la caracterización de los equipos y los principios de funcionamiento de la tecnología. Se describen también las pruebas de caracterización realizadas.

Una vez descrita la tecnología y la instalación experimental de que se dispone, en el siguiente capítulo se aborda el problema de modelado matemático e implementación en una herramienta informática de simulación de una instalación híbrida de producción y almacenamiento de energía eléctrica. Se verán los modelos dinámicos completos de todos los equipos involucrados y su validación experimental. El capítulo 4 concluye con la integración de todos los modelos, obteniéndose la herramienta de simulación que se utilizará en los capítulos posteriores.

La obtención de la herramienta permite dedicar el Capítulo 5 a la realización de las simulaciones para estudiar el funcionamiento de los modos de operación en diferentes condiciones y escenarios. Así mismo, esta herramienta es indispensable para el desarrollo del control predictivo, el cual, junto con su base teórica se expone en el Capítulo 6. Los dos capítulos mencionados en este párrafo incluyen ensayos experimentales de funcionamiento.

La última parte de la Tesis se dedica a la adaptación de los modelos y la aplicación de la metodología de modelado a la instalación “The Hydrogen Office”. Los datos de funcionamiento cedidos por este centro permiten validar los resultados obtenidos.

El análisis final de los resultados obtenidos en esta Tesis y las contribuciones aportadas al estado del arte se discuten en el Capítulo 8. Este capítulo final incluye una relación de las publicaciones y proyectos de investigación realizados en el marco de esta Tesis.

Capítulo 2:

Estado del arte del almacenamiento de energía eléctrica y control de plantas de potencia basadas en hidrógeno y energías renovables

2.1. Introducción

Como se ha planteado en el Capítulo 1, el empleo de sistemas basados en hidrógeno para almacenar el excedente de producción y pilas de combustible para producir electricidad con el hidrógeno almacenado es una solución prometedora para resolver el problema relacionado con la intermitencia de las fuentes renovable. Los sistemas de energía basados en hidrógeno, a los que nos vamos a referir a partir de ahora por sus siglas en inglés HBES (Hydrogen Based Energy System) se componen principalmente de un electrolizador (el cual produce hidrógeno mediante el proceso de electrólisis) un tanque de almacenamiento y una pila de combustible (para la producción de electricidad).

En la primera parte del presente capítulo se introduce el concepto de los HBES y su integración con las energías renovables. Se comienza haciendo una revisión técnica de los diferentes medios de almacenamiento energético existente y de las ventajas que el hidrógeno como vector energético puede ofrecer frente al resto, para después pasar a revisar las distintas configuraciones posibles de este tipo de plantas. Se describe el nuevo paradigma energético surgido a partir de la combinación de HBES y fuentes renovables, es decir, el concepto de generación distribuida y el concepto de Microrred.

La segunda parte del capítulo introduce el problema de control en este tipo de plantas con diversas fuentes y cargas asociadas. Se presentan los distintos modos de operación posibles, recogidos en la literatura y las estrategias de control existentes en la actualidad.

2.2. Almacenamiento de Energía Eléctrica

Todos los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica se basan en el mismo principio. Acumular la energía en los periodos de baja demanda para liberarlo después en los periodos de elevada demanda. La Figura 2.2.1 muestra el principio de funcionamiento de este tipo de plantas de manera muy simplificada.

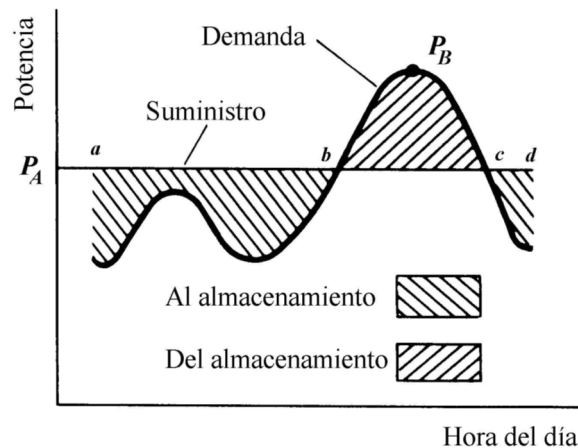


Figura 2.2.1. Principio de funcionamiento del almacenamiento de energía procedente de renovables.

La solución técnica para lograr este funcionamiento es mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía. Pero almacenar la energía eléctrica no es fácil, como se ha demostrado a lo largo de la historia. Existen diversas soluciones parciales, cada una de ellas con sus ventajas y sus desventajas. Veremos a continuación las diferentes tecnologías que se encuentran en fase comercial o pre-comercial además de otras en fase de investigación, que pueden ayudar a resolver este problema.

2.3. Revisión de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica

2.3.1. Clasificación de tecnologías de almacenamiento

Existen numerosas tecnologías de almacenamiento de energía en la actualidad, por lo que es interesante comparar las distintas características que ofrece cada una de ellas.

Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía se pueden diferenciar entre:

- Los que ceden grandes picos de potencia pero tienen una capacidad de almacenamiento baja (más aptos para controlar la calidad de la potencia eléctrica generada) y:
- Los sistemas con gran capacidad de almacenamiento de energía pero con escasa capacidad de suministrar potencia.

Dentro del primer grupo se pueden destacar los condensadores, los súper-condensadores, los súper-conductores magnéticos, las baterías y los volantes de inercia. Estos presentan un tiempo de respuesta que va desde los microsegundos hasta varios minutos (Haisheng Cheng, 2009).

En el segundo grupo se englobaría los sistemas de almacenamiento mediante hidrógeno, hidroeléctrico y gas comprimido.

2.3.2. Volante de Inercia

Un volante de inercia consiste básicamente en una masa en rotación, sobre un eje, lo que le permite almacenar energía mecánica en la forma de energía cinética.

La energía necesaria para acelerar el volante de inercia, es proporcionada usualmente por un motor eléctrico, cuando está integrado dentro de un sistema de generación de energía eléctrica, que es el caso que nos ocupa.

Una vez en rotación, el volante constituye a todos los efectos, una “batería mecánica”, que tiene una cierta cantidad de energía que es función de la velocidad de rotación y de su momento de inercia. Dicha energía almacenada, puede ser recuperada mediante el mismo motor que lo había acelerado, empleándolo esta vez como generador.

Los componentes del sistema son los que se muestran en la Figura 2.3.2.1.

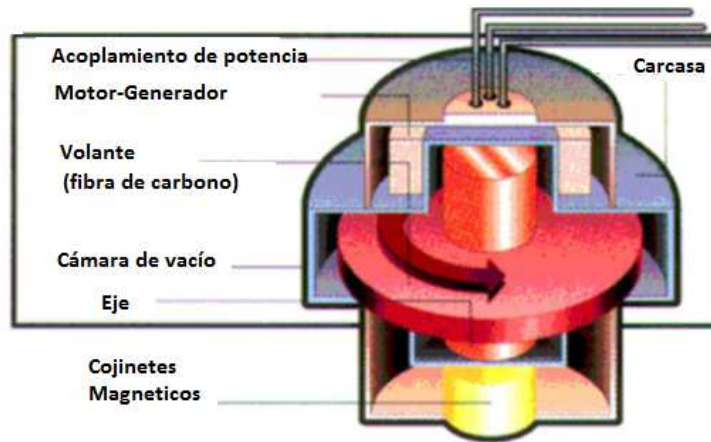


Figura 2.3.2.1. Esquema de volante de Inercia para almacenamiento de energía eléctrica simplificado.

Los parámetros que caracterizarán la capacidad de almacenamiento de energía de un volante de inercia, son la masa y la velocidad de rotación, que quedan englobados en la siguiente expresión:

$$E_c = \frac{1}{2} I \omega^2 \quad (2.1)$$

Donde E_c es la energía cinética almacenada en el volante, I es el momento de inercia y ω es la velocidad angular. El momento de inercia para es una función de su forma y su masa. Para rotores de acero la forma dominante es un cilindro, dándole la siguiente expresión al momento de inercia del volante:

$$I = \frac{1}{2} r^2 m = \frac{1}{2} r^4 \pi a \rho \quad (2.2)$$

Donde r es el radio del eje, a es la longitud del cilindro, m representa la masa del cilindro y ρ la densidad del material.

La optimización de la energía almacenada en volantes, tecnológicamente se ha basado en aumentar la velocidad de rotación hasta mayores límites cada vez. Los volantes de inercia pueden abarcar desde velocidades relativamente bajas, como 6.000 rpm, hasta velocidades muy elevadas de unas 50.000 rpm.

Los volantes de inercia de baja velocidad son normalmente fabricados con rotores de acero y cojinetes convencionales. Con una energía específica de alrededor de 5Wh/kg (Björn Bolund, 2007).

Los volantes de inercia de grandes velocidades usan materiales de última generación para el rotor, como materiales compuestos, con cojinetes de ultra-baja fricción. Estos rotores de bajo peso y alta resistencia pueden alcanzar energías específicas de almacenamiento de 100 Wh/Kg. También este tipo de volantes, tiene la característica de poder alcanzar la velocidad nominal en cuestión de minutos. La cubierta de los volantes de inercia de altas velocidades está sometida a

vacío o llenado de helio para reducir las pérdidas aerodinámicas y las tensiones en el rotor (Haisheng Cheng, 2009).

Lo que se denomina usualmente interfaz de potencia, incluye el generador-motor, un convertidor electrónico de velocidad variable y un controlador de potencia. El motor-generador es normalmente una máquina de alta velocidad de imán permanente integrada con el rotor, que funciona también como un generador síncrono integrado. El convertidor es generalmente de tipo PWM bidireccional que puede ser de etapa única o doble etapa, dependiendo de los requisitos de la aplicación. Por último se necesita un gestor de potencia para controlar las distintas variables de potencia del sistema.

La principal ventaja de los sistemas de almacenamiento basados en volantes de inercia es la alta velocidad de carga y descarga para muchos ciclos. En efecto, la alta capacidad de ciclos de los volantes de inercia es una de sus principales características. Estos equipos son capaces de aguantar entre los 10^5 y 10^7 ciclos de carga y descarga (Björn Bolund, 2007). De hecho el factor límite en algunas aplicaciones es la vida del volante que está tasada en unos 20 años.

Además, el estado del arte actual de los rotores de materiales compuestos permite alcanzar energías específicas muy elevadas, de hasta 100 Wh/Kg, combinado con alta potencia específica. La eficiencia en la transformación de la energía alcanza típicamente valores del 90%.

La principal desventaja de los volantes de inercia son el alto coste y las relativamente altas pérdidas remanentes. Los ratios de auto descarga que sufre un volante de inercia son relativamente altos, con un mínimo del 20%, de la capacidad de carga por hora. Estos altos ratios perjudican seriamente la eficiencia energética del sistema cuando los ciclos no son continuos, por ejemplo cuando la energía es almacenada en un periodo medio-largo entre carga y descarga. Dicha alta tasa de descarga refuerza la noción de que los volantes de inercia no son adecuados para el almacenamiento a largo plazo, siendo más recomendables para suministrar potencia en un momento concreto de necesidad (Haisheng Cheng, 2009).

2.3.3. Baterías

Las baterías recargables son los sistemas más antiguos de almacenamiento de energía eléctrica (J.N. Baker, 1999). Sabemos que almacenan la energía eléctrica en forma de energía química en su interior mediante un sistema compuesto por una o varias celdas electroquímicas. Cada celda consiste en un electrolito (líquido o sólido) junto con un electrodo positivo (ánodo) y negativo (cátodo). Durante la descarga, las reacciones electroquímicas tienen lugar en los dos electrodos y la corriente de electrones fluye por el circuito exterior. Esta reacción es reversible, permitiendo a la batería recargarse aplicando un voltaje externo entre los electrodos.

La ventaja de las baterías, es que responden con bastante rapidez a la variación de la carga, permitiendo estabilizar el voltaje de una red fácilmente. Además, presentan unas pérdidas de *stand-by* relativamente bajas.

También presentan una eficiencia de almacenamiento de la energía bastante elevada, que se encuentran entre el 60% y el 95% dependiendo de la tecnología (Ioannis Hadjipaschalis, 2009).

No obstante, los sistemas de baterías a gran escala no son comunes en el estado del arte actual, ya que presentan ciertas desventajas como: bajas densidades energéticas, baja potencia, un alto coste de mantenimiento y una vida útil corta.

Los tipos de baterías más comunes empleados en sistemas de almacenamiento son: Baterías de Plomo-ácido, Níquel-Cadmio, Sulfuro de Sodio, Clorato de Níquel-Sodio, y baterías de Ion-Litio (Haisheng Cheng, 2009).

Las baterías de plomo-acido son los tipos de baterías más antiguas y están basadas en reacciones químicas que involucran dióxido de plomo, plomo y ácido sulfúrico que actúa como electrolito (Ioannis Hadjipaschalis, 2009).

El rango de voltaje de una celda de ácido plomo es de 2 V y la densidad de energía típica oscila en torno a los 30 Wh/kg con una densidad de potencia de 180 W/Kg. Las baterías de plomo-ácido tienen una alta eficiencia energética (entre el 85 y el 90%), son fáciles de instalar y requieren relativamente bajo mantenimiento y bajos costes de inversión. Adicionalmente, el ratio de auto descarga para este tipo de baterías son muy bajos, del orden del 2% de la tasa de capacidad por mes (a 25°C), lo que las hace ideales para aplicaciones de medio-largo tiempo de almacenamiento de energía. Sin embargo, los factores limitantes para estas baterías son los relativamente bajos ciclos de carga/descarga y la vida operacional de la batería. Los valores típicos de periodos de vida de las baterías de plomo-acido oscilan entre 1200 y 1800 ciclos de carga/descarga, o lo que equivale aproximadamente a entre 5 y 15 años de operación.

El ciclo de vida de una batería está muy negativamente afectado por la profundidad de descarga. Y si se produce una descarga total, la batería queda seriamente dañada, en lo que serían los electrodos. Esto es lo que reduce su ciclo de vida. Con respecto a los niveles de temperatura (hasta 45°C que es el límite superior de operación de las baterías) puede mejorar el funcionamiento de la batería en términos de mayor capacidad, pero las altas temperaturas también pueden reducir la vida total de la batería así como la eficiencia energética.

Las baterías de base níquel son principalmente las constituidas por níquel-cadmio (NiCd), el níquel-hidruro metálico (NiMH) y las de níquel-zinc (NiZn). Los tres tipos utilizan el mismo material para el electrodo positivo y el electrolito que es el hidróxido de níquel y una solución acuosa de hidróxido de potasio con algún hidróxido de litio, respectivamente. En cuanto al electrodo negativo, las de NiCd usan hidróxido de cadmio, el NiMH utiliza una aleación de metal y el NiZn usa hidróxido de zinc. La tensión nominal para de estas pilas se sitúa en 1,2 V (1,65 V para el tipo de NiZn) y los valores típicos de máximas densidades de energía son más altos que para los baterías de plomo-ácido.

En cuanto a la energía específica, normalmente, los valores son de 50 Wh/kg para las de NiCd, 80 Wh/kg para el NiMH y 60 Wh/kg para el NiZn. Los valores de vida operacional típica y el ciclo de la vida de las baterías de NiCd son también superiores a los de las baterías de plomo-ácido.

A pesar de las ventajas antes citadas de las pilas NiCd sobre las baterías de plomo-ácido, el NiCd y el resto de las baterías de níquel tienen varias desventajas en comparación con los baterías de plomo-ácido en condiciones de uso industrial o para su uso en apoyo a los sistemas de producción de potencia basados en energías renovables.

En general, la batería de NiCd es el único de los de tres tipos de pilas de base níquel que se utilizan comercialmente para aplicaciones industriales de UPS como en el almacenamiento de energía para los grandes sistemas de energía renovable.

La principal desventaja es el precio, la batería de NiCd puede costar hasta 10 veces más que la batería de plomo-ácido. Además de esto, la eficiencia energética de las baterías de níquel es más baja que para las baterías de plomo-ácido. Las baterías de NiMH tienen una eficiencia de energía entre el 65 y el 70%, mientras que el NiZn tiene una eficiencia del 80%.

Otro aspecto en el que las baterías NiCd son inferiores a las baterías de plomo-ácido es la tasa de auto-descarga. La tasa de auto-descarga en una batería de NiCd es mucho más alta que las de una batería de plomo-ácido, puede llegar a más del 10% de la capacidad nominal de cada mes.

El tercer tipo importante de tecnología de batería es la batería de litio. Esta tecnología aún no ha sido utilizada para el almacenamiento de energía en el contexto de sistemas de alimentación ininterrumpida de gran escala, aunque estas aplicaciones se están desarrollando. En la actualidad, la tecnología de baterías de litio se usa normalmente en los sistemas móviles o portátiles y en los vehículos híbridos o eléctricos.

La tecnología de baterías de litio se divide en dos tipos principales: de ion-litio y células de polímero. Su ventaja respecto de las baterías de NiCd y de ácido de plomo es una densidad de energía mayor, su eficiencia energética, su menor tasa de auto-descarga y que requieren muy poco mantenimiento. Las células de litio tienen una tensión nominal de alrededor de 3,7 V por celda, con una densidad de energía que van desde 80 hasta 150 Wh/kg, mientras que las células de litio-polímero presentan valores de 100 a 150 Wh/kg. La eficiencia energética, muy elevada, oscila en el rango de 90 a 99% para ambas tecnologías. La densidad de potencia de las células litio-ion varía de 500 a 2000 W/kg, mientras que para el litio-polímero tiene rangos de 50 a 250 W/kg.

Para las baterías de ion-litio, la velocidad de auto-descarga es muy baja, como máximo alcanza el 5% por mes y la duración de la batería puede llegar a más de 1500 ciclos. Sin embargo, la vida útil de una batería de litio es dependiente de la temperatura, con el envejecimiento paulatino de la batería, este efecto se va agravando, y la vida se puede acortar severamente debido a profundas descargas. Esto hace que las baterías de litio no sean aptas para el uso en aplicaciones en las que puede llegar a ser completamente descargadas. Además, las baterías de litio son “frágiles”, en el sentido de que requieren un circuito de protección para mantener una operación segura.

En cada pack de batería, el circuito de protección limita el pico de tensión de cada una de las células y evita que el voltaje de la célula caiga demasiado. Además, la temperatura de la célula se debe controlar para evitar las temperaturas extremas. El nivel de carga máximo y la corriente de descarga en la mayoría de las pilas también están limitados.

Aparte de los tres tipos principales de baterías descritos arriba, existen algunos otros tipos que han tenido poca penetración en el mercado. Estas son las baterías de Sulfuro de Sodio (NaS), las baterías de flujo Redox y las baterías de metal-aire.

Las baterías de flujo, son un tipo de batería en las que el electrolito contiene una o más especies electroactivas disueltas moviéndose a través de un reactor donde la energía química es

convertida a corriente eléctrica. En estas baterías, se suele disponer de un tanque de electrolito que se coloca en el exterior de la batería. El electrolito se hace fluir hacia el interior de las celdas de la batería por medio de bombas, de tal modo que se va recirculando.

A diferencia de las baterías convencionales, la energía química se almacena en el electrolito. La potencia y la energía cedida son independientes de la capacidad de almacenamiento y del área activa de las celdas del reactor. Las baterías de flujo pueden ceder energía eléctrica de un modo continuo en periodos superiores a las 10 horas (Linden, 2006) (Haisheng Cheng, 2009).

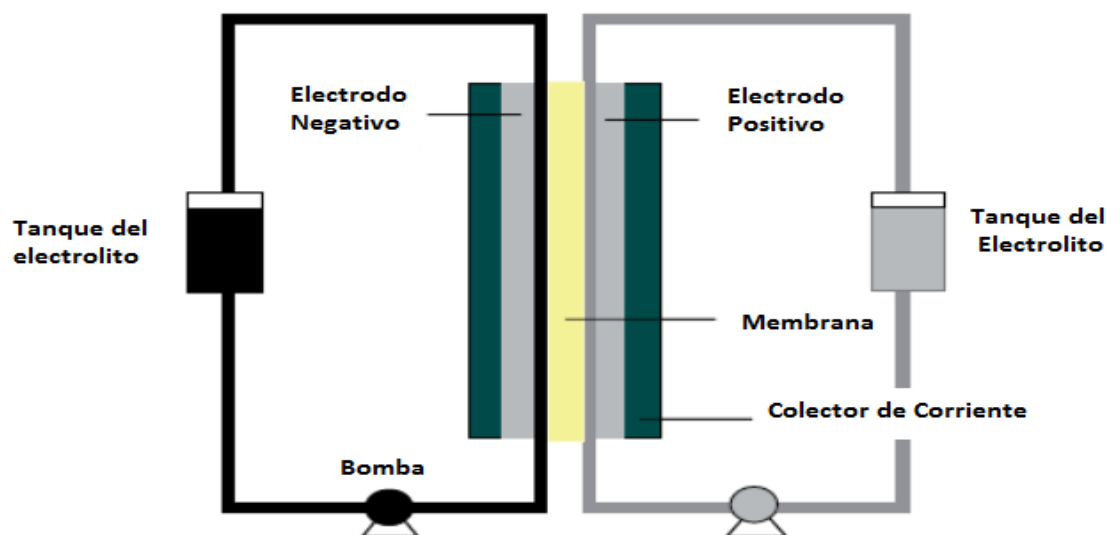


Figura 2.3.3.1. Esquema de una batería de flujo convencional

Para aplicaciones de almacenamiento de energía a gran escala, se suelen usar tres tipos diferentes de baterías de flujo: Baterías de reducción de Vanadio (VRB), Baterías de Bromuro de Zinc (ZBB) y Baterías de Bromuro de Azufre (PSB).

Tabla 2.3.3.1. Comparación entre las distintas tecnologías de baterías de flujo (Haisheng Cheng, 2009)

Tecnología	Eficiencia del Ciclo	Rango de energía (MWh)	Ciclos de carga/descarga	Temperatura de Operación (°C)	Densidad de energía Efectiva (WhL ⁻¹)	Coste de O&M (\$/kWh)
VRB	78	0.5-100	13,000	30	24	0.001
ZBB	68	0.05-1	2500	50	33	0.015
NAS	65-70	0.15-1	3000	350	40	0.02
Plomo-acido	45	0.001-40	1000	Ambiente	12	0.02

Las VRB han alcanzado ya la fase comercial. En septiembre de 1997, Kashima Kita fabricó una batería de 200 kW x 4 h de duración para la regulación de la carga. Y logró un hito en el 2001 cuando conectó un sistema de Vanadio (VESS) que incorporaba unas VRB de 250kW/520kWh en Suráfrica, lo que es significativo del estado de aplicación de esta tecnología. Sin embargo, todavía hay muchos problemas que necesitan ser resueltos: Los materiales de los electrodos, la membrana y la placa bipolar son cruciales para las VRB (Ke-Long Huang, 2008)

Tabla 2.3.3.2. Comparativa de características de tecnología de baterías recargables

	PLOMO- ACIDO	NIQUEL- CADMIO	LITIO
DENSIDAD DE POTENCIA (W/Kg)	180	>180	500-2000
DENSIDAD DE ENERGÍA (Wh/Kg)	30	50 -80	80-150
EFICIENCIA	85-95 %	65-80%	90-99 %
VOLTAJE CELDA (V)	2	1,2-1,65	3,7
AUTO-DESCARGA (CAPACIDAD/MES)	2%	10%	5%
VIDA (AÑOS)	5-15	>15	<5
CICLOS OPERACION	1200-1800	>2000	>1500

2.3.4. Súper-condensadores

Los súper-condensadores o ultra-condensadores son unos condensadores con una superficie activa muy elevada, ofreciendo una capacidad muy alta para su tamaño.

Los súper-condensadores se basan en la tecnología nanométrica, mientras que los condensadores convencionales se mueven en el rango de los micrómetros.

El almacenamiento de energía se produce por medio de carga estática y no por medio de un proceso electroquímico a diferencia de las baterías. Dependiendo de la tecnología de materiales utilizados para la fabricación de los electrodos, los súper-condensadores se pueden clasificar en:

- Súper-condensadores electroquímicos de doble capa (ECDL)
- Pseudo-condensadores.
- Condensadores híbridos

Debido a que no hay ningún proceso químico en el proceso de carga y descarga, no hay limitación en cuanto a la profundidad de descarga o sobrecarga, por tanto la degradación es mucho menor, permitiendo ciclos de vida de cientos o miles de ciclos. Por ejemplo, un valor

típico es de 500.000 ciclos con el 100% de profundidad de descarga (Ioannis Hadjipaschalis, 2009).

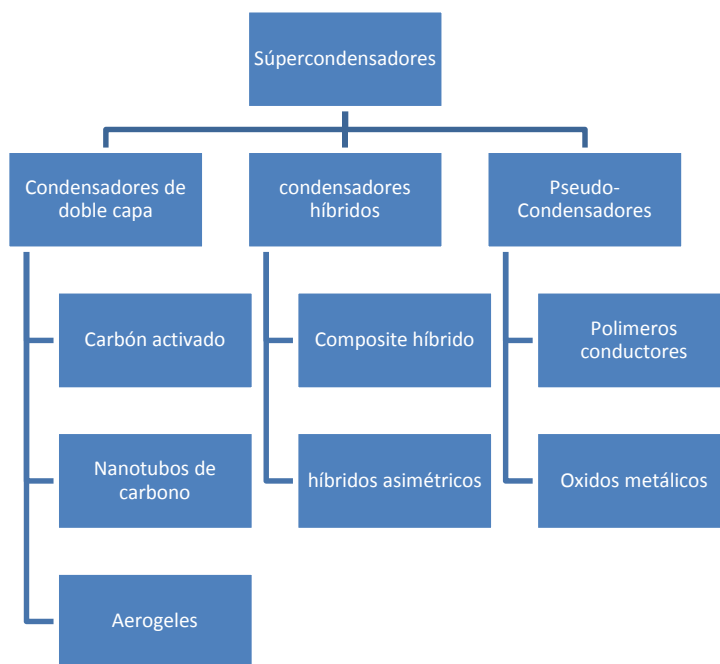


Figura 2.3.4.1. Familia de Súper-condensadores

El factor limitante puede ser la vida media de estos dispositivos, que puede alcanzar como máximo los 12 años. Otra desventaja es el alto ratio de auto-descarga que es mucho más elevado que en las baterías, alcanzando el 14% de la energía nominal por mes. Aparte de la alta tolerancia a descargas profundas, los súper-condensadores permiten ser cargados y descargados en segundos. Además, no hay riesgo de que desprendan calor o sustancias peligrosas durante la descarga. La eficiencia energética es mucho mayor que en las baterías convencionales, oscilando entre el 85 y 98 %.

El espesor de la capa es sólo unos pocos diámetros moleculares. Estos atributos hacen que los súper-condensadores tengan capacidades más altas y por lo tanto mayor densidad de energía que los condensadores convencionales. Capacidades de 5000 Faradios se han conseguido con súper-condensadores y densidades de energía de hasta 5 Wh/kg frente al 0,5 Wh/kg de condensadores convencionales. Que siguen siendo valores muy alejados de otros sistemas de almacenamiento.

La capacidad de carga actual de los súper-condensadores es directamente proporcional a la superficie de los electrodos. Así, la densidad de potencia de los súper-condensadores es extremadamente alta, alcanzando valores como 10.000 W/kg que es algunos órdenes de magnitud superiores a las densidades de potencia que pueden alcanzar las baterías por ejemplo. Sin embargo, debido a la baja densidad de energía, esta potencia sólo estará disponible durante un corto periodo.

Otro inconveniente es el coste del súper-condensador, que impide en gran parte la penetración en la industria. Las cifras que se manejan son de alrededor de 20.000 \$/kWh (Haisheng Cheng, 2009), lo que es significativamente mayor en comparación con las tecnologías de almacenamiento bien establecidas, tales como las baterías de plomo-ácido.

Debe llevarse a cabo por tanto una drástica reducción de costes, especialmente en el carbono, electrolitos y separadores de campo. Actualmente, la alta capacidad de almacenamiento de potencia de los súper-condensadores junto con los ciclos de descarga rápida, lo hacen ideal para su uso en almacenamiento de energía de carácter muy intermitente y para su uso en los sistemas de frenado regenerativo, también puede proporcionar una energía de refuerzo en respuesta a los picos de demanda energética repentinos.

Recientemente se está investigando la combinación de los súper-condensadores con baterías, lo cual ofrecería grandes posibilidades. Concretamente los sistemas de almacenamiento eléctrico híbridos estudiados combinan una batería regulada de plomo-ácido (VRLA), níquel / hidruro metálico (NiMH), las baterías de litio recargable, y el súper-condensador (A. Cooper, 2009).

Los principales problemas con los súper-condensadores son similares a los de los volantes, la corta duración de la energía almacenada y disipación de energía debida a la pérdida de auto-descarga.

Por otra parte, la tecnología está bastante bien desarrollada, lo que da seguridad a la hora de decidir utilizarla, y se han conseguido densidades de energía de más de 20 kWh/m³ (Haisheng Cheng, 2009).

Además hay un gran número de fabricantes y desarrolladores de súper-condensadores. Las empresas líderes son SAFT (Francia), Ness (Corea), ESMA (Rusia), PowerCache (Maxwell, EE.UU.), ELIT (Rusia), Powersystem Co. (Japón), Chubu Electric Power (Japón), etc. (Haisheng Cheng, 2009)

Actualmente la evolución de la tecnología de fabricación de los súper-condensadores ha demostrado que el uso de la alineación vertical de una pared individual de nanotubos de carbón de unos pocos diámetros atómicos de ancho, en vez del carbón poroso, amorfo, normalmente empleado, puede aumentar significativamente la capacidad de estos así como la densidad de potencia.

Esto se debe al hecho de que la superficie de los electrodos aumenta drásticamente por el uso de este material, consiguiéndose densidades de energía de 60 Wh/kg y densidades de potencia de 100.000 W/kg.

Los llamados pseudo-condensadores y condensadores híbridos también son tecnologías prometedoras porque pueden alcanzar rendimientos donde los súper-condensadores de doble capa (ECDL) no llegan. Los pseudo-condensadores usan óxidos de metal o polímeros conductores como electrodos y pueden conseguir mayor densidad de energía y potencia por tanto. Los súper-condensadores de óxido-metálico con electrolitos acuosos como el óxido de rutenio (RuO₂), óxido de iridio y óxido de níquel se emplean en aplicaciones militares. Estos súper-condensadores están basados en una cinética de transferencia de carga muy elevada en la interfaz entre electrolito y electrodo, transformando el óxido de rutenio en hidróxido de rutenio (Ru(OH)₂), siendo este tipo de pseudo-condensador el de mejores capacidades.

Los súper-condensadores de óxidos-metálicos siguen siendo sin embargo muy caros de fabricar y pueden sufrir en ocasiones bajadas de su eficiencia y del potencial de voltaje debido a deficiencias del electrolito acuoso.

Los súper-condensadores híbridos pueden alcanzar incluso mayores densidades de potencia y energía que los otros grupos descritos sin los sacrificios en costes de fabricación o de estabilidad en los ciclos. Sin embargo están aún en unas fases muy prematuras de investigación y requieren aún un tiempo para que la tecnología alcance madurez y pueda además obtenerse todo su potencial (Ioannis Hadjipaschalis, 2009).

2.3.5. Tecnología de almacenamiento neumático

La tecnología de almacenamiento neumático puede emplear aire o gas comprimido para realizar el almacenamiento de energía.

Las aplicaciones de gas comprimido pueden almacenar y liberar energía de manera similar a un sistema de acumulación hidráulico integrando un motor/generador y una bomba/motor.

Un acumulador hidráulico es un dispositivo de almacenamiento formado por un depósito en el que un fluido hidráulico no compresible se encuentra sometido a presión junto a un gas comprimido. Esta tecnología es conocida normalmente como "Batería de aceite hidráulica o neumática". Las aplicaciones de aire comprimido permiten almacenar energía a gran escala y se agrupan bajo las siglas CAES (Compressed Air Energy Storage). Bajo este tipo de tecnología, el aire es almacenado bajo tierra en una localización adecuada y dirigido a presión hacia unas turbinas para generar electricidad.

La tecnología de pistón-líquido está basada en un acumulador a presión de tipo gas-hidráulico unido a un grupo motor-bomba y un motor-generador como se muestra en la Figura 2.3.5.1

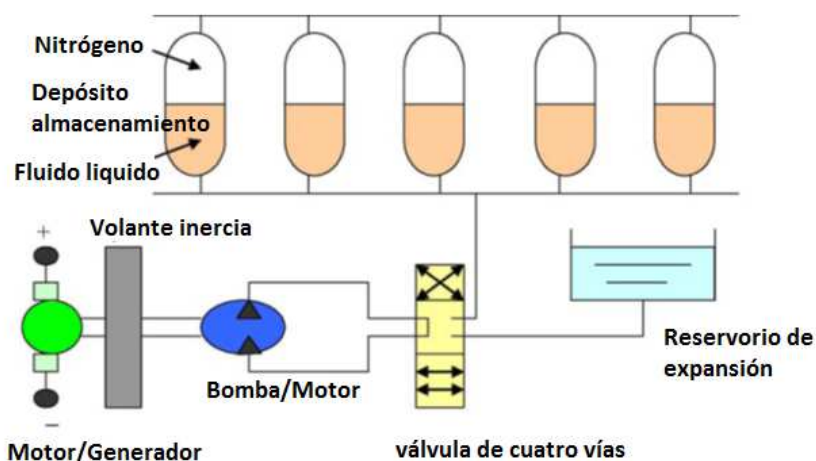


Figura 2.3.5.1. Esquema básico de la tecnología de almacenamiento por pistón-líquido

El principio básico de funcionamiento es la compresión y expansión de un volumen de gas atrapado - generalmente de nitrógeno - que tiene lugar en un recipiente de almacenamiento, donde el volumen y la presión son controlados por la cantidad de líquido en el recipiente. Las presiones del gas varían de 100 bar (sin presencia de fluido) a 250 bar (50% del vaso lleno de fluido). Durante el almacenamiento de energía, una bomba de desplazamiento de alta eficiencia es accionada por un motor eléctrico, comprimiendo el gas en los depósitos de acumulación con el fluido. Durante la descarga de energía, el gas comprimido se expande y el fluido es expulsado de los depósitos hacia el grupo motor-bomba, la bomba actúa ahora como turbina accionando el motor-generator, lo que hace funcionar al mismo como generador de corriente eléctrica.

Para completar el sistema se usa una válvula automática de 4 vías, que trabaja en conjunto con un volante de inercia, diseñado para eliminar el rizado del grupo motor-generator a bajas velocidades. También es necesario un vaso de expansión para el circuito hidráulico.

Esta tecnología todavía no es comercial, pero se espera que pueda sustituir las baterías de plomo-ácido en determinadas aplicaciones de equipos estacionarios. Los primeros puntos donde se ha pensado introducir estos sistemas son los talleres e industria alimentaria. En estos tipos de aplicaciones, su rendimiento puede competir con el rendimiento que ofrecen las baterías de plomo-ácido, aunque esta tecnología sigue siendo más cara. Las principales ventajas de la tecnología de almacenamiento neumática son:

- A) Capacidad ilimitada y ciclo de vida independiente del número de cargas y descargas.
- B) Mantenimiento reducido.
- C) La capacidad de almacenamiento no se ve afectada por el envejecimiento o la velocidad de carga.
- D) El rendimiento no resulta dañado en caso de una descarga completa.
- E) La sobrecarga es muy improbable ya que el sistema está protegido por una válvula de alivio en el circuito hidráulico.
- F) Libre de reguladores de carga e interruptores de corriente.
- G) El suministro de potencia no está vinculado a la capacidad y está limitado solamente por las características de diseño del transformador.
- H) La auto-descarga es prácticamente cero incluso durante años.

Y algunas desventajas de la tecnología anterior en comparación con otras tecnologías son:

La densidad de energía es menor, oscila entre el 3,2 a 5,55 Wh / kg (250 bar de presión), la densidad de energía de hecho aumenta con la presión, sin embargo la presión máxima que es soportable por el sistema hidráulico es función de los componentes y materiales.

Aunque la auto-descarga es casi cero gracias a que se encuentra herméticamente cerrado, hay una considerable auto-descarga en el modo de espera de tensión que presenta una restricción operativa de (aplicaciones con largos períodos de cierre, como los sistemas estacionales).

La posibilidad de posibles fugas en los sistemas neumáticos e hidráulicos debe ser controlada.

La eficiencia es ligeramente inferior a una batería de plomo ácido, en torno a 73% (se prevé un incremento del nivel de eficiencia con los nuevos avances tecnológicos).

El otro sistema de almacenamiento por gas comprimido lo constituye el denominado CAES. Estos sistemas usan los picos de exceso de energía para comprimir aire mediante bombas y almacenarlos en cavidades subterráneas a alta presión. Cuando sea necesario, se descomprime el aire, haciendo funcionar unas turbinas, en las horas de máxima demanda eléctrica.

Las formaciones geológicas más aptas para usarse son los acuíferos, las cavernas de minas de sal y cavernas de piedra construida. En general, las cavernas de roca son un 60% más caras que las cavernas de sal. Esto es debido a que es más difícil excavar en la roca sólida que en las cavernas de sal. El almacenamiento en acuífero es con mucho, el método menos costoso y es por tanto, el que se utiliza en la mayoría de las ubicaciones actuales.

Existe otro tipo de almacenamiento de aire comprimido que se denomina CAS, para almacenamiento en depósitos de alta presión. Sin embargo, la tecnología actual no está suficientemente avanzada para la fabricación de estos tanques de alta presión, a un costo asequible. Las escalas de las plantas propuestas son también relativamente pequeñas en comparación con el CAES.

Los componentes de un sistema CAES son:

- El motor/generador que utiliza embragues para conectarse al compresor o a la turbina.
- El compresor de aire que puede requerir dos o más etapas, intercoolers y post-enfriadores para aumentar la eficiencia de la compresión y reducir el contenido de humedad.
- El recuperador, el tren de turbina, las turbinas de alta y baja presión.
- Centro de control del equipo que controla el correcto funcionamiento de la turbina de combustión del compresor y de los sistemas auxiliares de regulación y control de cambio del modo de generación en modo de almacenamiento.
- El equipo auxiliar de almacenaje de combustible y manipulación, sistemas mecánicos y eléctricos para apoyar diversos intercambiadores de calor.

El CAES opera almacenando gran cantidad de energía eléctrica en forma de aire comprimido en una mina por ejemplo. La compresión se realiza lógicamente en periodos donde hay mucha energía sobrante. Como parte del proceso de compresión, el aire es enfriado antes de inyectarlo para realizar el máximo aprovechamiento del espacio disponible. El aire se suele presurizar a 75 bar. Para devolver electricidad, el aire se extrae de la caverna. Esto se lleva a cabo mediante el recuperador, que precalienta el aire, reutilizando la energía extraída por los enfriadores de compresión. El aire calentado es entonces mezclado con pequeñas cantidades de aceite o gas, que

es quemado en una caldera o quemador. El aire caliente del quemador se expande en una turbina, generando electricidad.

Los sistemas CAES son útiles solo a escalas muy grandes de almacenamiento. El CAES además está preparado para ser usado como una planta de producción de potencia al completo. Aparte de las plantas de bombeo, no hay otro sistema con una capacidad de almacenamiento tan elevada como el CAES. Un valor típico de capacidad oscila entre los 50 y los 300 MW. El periodo de almacenamiento es también el de mayor duración, basado en el hecho de que las pérdidas son casi nulas. Se puede almacenar energía durante más de un año.

El encendido o arranque de estos sistemas es muy rápido. Una planta de CAES puede arrancar en tan solo 9 minutos en un caso de emergencia y en 12 minutos en un caso normal (Ioannis Hadjipaschalis, 2009). Si comparamos, una planta típica de combustión necesita como mínimo 30 min.

El verdadero problema lo constituye encontrar una formación geológica adecuada para el almacenamiento. Lo que se traduce en que la disponibilidad de estos emplazamientos limita mucho el establecimiento de esta tecnología.

2.3.6. Tecnología de almacenamiento por bombeo de agua

El almacenamiento de energía eléctrica por bombeo es un método de almacenamiento y producción de electricidad para abastecer grandes picos de demanda movilizand o agua entre dos reservorios a diferentes niveles.

Es una tecnología de gran madurez que ha sido ampliamente usada. En periodos de poca demanda de electricidad, el exceso de generación es usado para bombear el agua hacia el reservorio a mayor altura. Y obviamente cuando hay mucha demanda de energía en la red el agua se vierte, produciendo electricidad en la turbina. La turbina puede funcionar en estas instalaciones como bomba.

En algunas configuraciones se usan minas abandonadas para el reservorio de nivel bajo, pero la mayoría de estos enclaves se localiza en formaciones naturales que favorecen este sistema.

Hay que tener en cuenta las pérdidas por evaporación a través de la superficie de agua expuesta al sol, las cuales pueden resultar considerables, ya que son aproximadamente de entre el 70 y el 85% de la energía eléctrica usada en bombear agua al reservorio de más altura (Haisheng Cheng, 2009). La relativa baja densidad de los sistemas de bombeo requiere además una gran variación de volumen. El único modo de almacenar una gran cantidad de energía es disponiendo de una gran cantidad de agua localizada en una colina cercana, pero en muchos lugares, la naturaleza no ofrece la posibilidad de una central de bombeo y debe ser el hombre el que construya uno de los reservorios de agua.

Los sistemas de bombeo son económicamente muy favorables, ya que pueden responder rápidamente a los picos de demanda, cubriendo las deficiencias del sistema eléctrico actual. El coste de inversión, sin embargo, es muy elevado, como es sabido.

Gracias a la gestión de la energía de las centrales de bombeo, se puede regular la frecuencia del sistema eléctrico, y proveer generación de reserva para los peores casos. Como hemos dicho tienen una respuesta muy rápida, del orden de segundos.

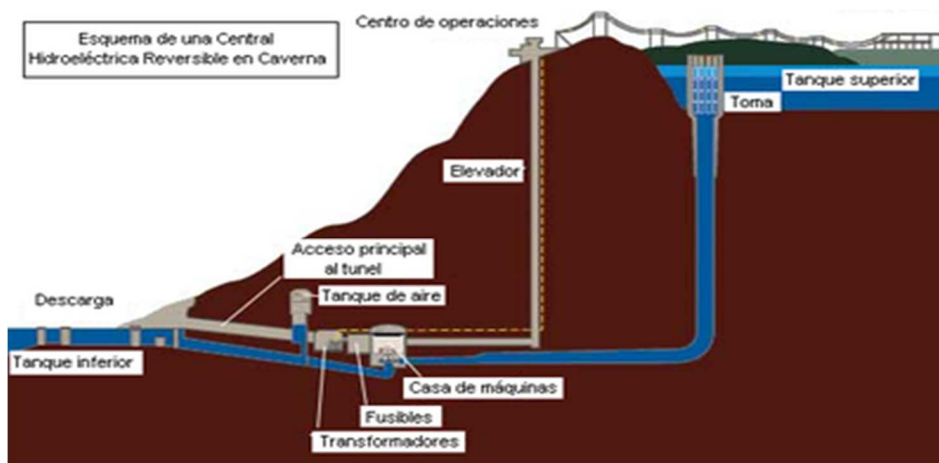


Figura 2.3.6.1. Esquema de Central eléctrica de bombeo

Este tipo de centrales suele conseguir vender la energía que produce a precios elevados, ya que siempre produce energía en picos de demanda. El punto negativo es obvio, la dependencia del índice de pluviometría de la zona y de la orografía del terreno constituye su factor limitante.

2.3.7. Súper-conductores magnéticos

Los sistemas de almacenamiento basados en superconductores magnéticos o SMES, de sus siglas en inglés, *Superconducting Magnetic Energy Storage*, son la única tecnología conocida para almacenar la energía eléctrica directamente desde su forma original de corriente eléctrica.

El método consiste en hacer pasar la corriente por un circuito, usualmente en forma de bobina de un material superconductor para que la corriente pueda circular indefinidamente. Como sabemos en estos materiales no se producen apenas pérdidas al presentar una resistencia eléctrica aproximadamente nula. Pero para mantener la bobina en su estado superconductor, debe estar inmersa en el helio líquido contenido en un depósito aislado por vacío.

Normalmente, el conductor es de niobio-titanio, y el refrigerante suele ser helio líquido a 4.2 Kelvin, o helio súper fluido a 1.8 Kelvin (J.N. Baker, 1999) .

El sistema SMES consiste normalmente en tres componentes principales, una unidad de superconductor, un sistema de criostato (un refrigerador criogénico y con aislamiento por vacío), y un sistema de conversión de energía.

La energía almacenada en la bobina superconductora puede ser calculada por la conocida expresión:

$$E = 0.5 \cdot L \cdot I^2 \quad (2.3)$$

Donde L es la inductancia de la bobina e I es la corriente que pasa a través de ella.

Las bobinas SMES constituyen la tecnología con mayor eficiencia media de almacenamiento de energía de todas las existentes (cerca al 97%) (Lin Cui, 2008).

Además presentan una rapidísima respuesta (del orden de milisegundos), mucho mayor que otros sistemas por tanto, siendo la contrapartida la corta duración de la respuesta. La energía que puede almacenar un SMES es mucho menor por ejemplo que la que dispensan las baterías. Son dispositivos más adecuados para suministrar potencia. Los SMES tienen un ciclo de vida elevado y por tanto son muy apropiados para continuadas operaciones de carga y descarga eléctrica, como pueden ser aplicaciones industriales donde se necesita mantener una estabilidad en el voltaje y resolver problemas de calidad de suministro eléctrico.

Los SMES tienen unos valores típicos de potencia de entre 1 y 10 MW, con un tiempo de descarga del orden de segundos, aunque los últimos desarrollos han logrado materiales SMES en el rango de 10-100 MW con tiempos de descarga del orden de minutos (Lin Cui, 2008).

El primer desarrollo de un SMES fue a cargo de la Universidad de Wisconsin en 1971. Después de esto el desarrollo de los SMES fue rápido, numerosas compañías han investigado esta tecnología (Hitachi, ISTECH, Wisconsin Public Service Corporation, ACCEL Instruments GmbH etc.), logrando superar la potencia de 100 MW en muchos sistemas SMES que funcionan hoy en día en todo el mundo.

Los mayores problemas a los que se enfrenta la implementación de los SMES son por un lado el alto coste y por otro el problema ambiental asociado a los fuertes campos magnéticos que se producen.

En muchos sistemas de potencia eléctrica donde es crucial la estabilidad, se controla de manera muy precisa la amortiguación, en el sentido de la teoría de control, aumentando la amortiguación a través de los generadores se ha demostrado que en muchos sistemas puede no ser suficiente con el control de los generadores eléctricos para suprimir las oscilaciones. Con los más recientes materiales superconductores a alta temperatura y las técnicas de control de potencia electrónica, los SMES se han convertido en un instrumento importante para aumentar la calidad de la red eléctrica. Se conocen sistemas de 30MJ-10MW instalados en las líneas de transmisión de 500 KV en la costa oeste de Estados Unidos, donde operan satisfactoriamente amortiguando las oscilaciones de baja frecuencia (0.35 Hz) que continuamente se presentan en esta línea (Lin Cui, 2008).

La conclusión que se puede o de todos los sistemas vistos hasta el momento es que no existe ninguna tecnología capaz de satisfacer plenamente los requisitos de las múltiples aplicaciones en las que es necesario almacenar energía eléctrica.

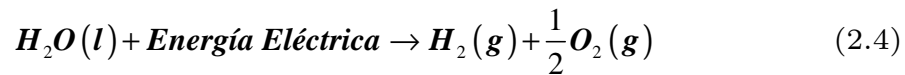
Sin embargo, se verá a continuación las particulares características del hidrógeno y el porqué es considerado como el vector energético del futuro.

2.3.8. Almacenamiento de energía mediante hidrógeno

El almacenamiento de energía eléctrica mediante su transformación en hidrógeno implica el uso del proceso de electrólisis, el almacenamiento del hidrógeno producido y su reconversión en electricidad por medio de pilas de combustible. Por tanto nos encontramos con la forma de almacenar energía que más procesos envuelve de las vistas hasta el momento. Sin embargo esto puede resultar una ventaja más que un inconveniente, ya que el hidrógeno desempeña un papel de “vector energético”, es decir, almacenaría químicamente la energía, al igual que la gasolina, pero pueden desacoplarse la producción, el almacenamiento y el consumo del mismo, añadiendo flexibilidad a los sistemas.

Vamos a ver sucintamente el proceso de transformación de electricidad a hidrógeno y su reconversión a electricidad.

El equipo donde tiene lugar la conversión de agua a hidrógeno (electrólisis) se denomina *electrolizador*. El objetivo de éste es la producción de hidrógeno a partir de agua, siendo el oxígeno un subproducto de la reacción química que tiene lugar en su interior, susceptible de ser aprovechado. Véase la reacción expuesta en la ecuación (2.4):



Los componentes básicos de un electrolizador son:

- Dos electrodos, cátodo y ánodo, por los que se aplica una corriente eléctrica continua.
- Electrolito, es el que determina el tipo de electrolizador. Actualmente, los electrolitos más usados son los ácidos (sólido) y alcalinos (líquido), formado por agua y una sustancia que ayuda en el transporte de iones entre el cátodo y el ánodo del electrolizador.
- Un diafragma o membrana, dependiendo del tipo de electrolizador, que limita el paso de compuestos entre la parte anódica y catódica de la celda.

Para el almacenamiento del hidrógeno producido, actualmente existen cuatro tipos de tecnologías, de las cuales tres son las que están más desarrolladas: la presurización del hidrógeno, la absorción en hidruros metálicos y la licuefacción de hidrógeno, y una última que se encuentran más en fase de investigación y desarrollo: la absorción mediante nanotubos de carbono.

La base de la tecnología de presurización del hidrógeno reside en la tolerancia de los materiales empleados frente al hidrógeno y de su capacidad de mantener una integridad estructural bajo presión. Actualmente los tanques de acero pueden almacenar hidrógeno a 200-250 bar, pero presentan un ratio muy bajo de hidrógeno almacenado por unidad de peso.

La capacidad de almacenamiento aumenta con presiones aún más altas, pero se requieren materiales más caros y resistentes.

Los tanques de almacenamiento con revestimientos de aluminio y de fibra de carbono con matriz de polímeros pueden almacenar el hidrógeno a 350 bar, consiguiendo un ratio de

almacenamiento de hidrógeno por unidad de peso de hasta un 5%, lo cual representa un valor considerable.

Se están investigando actualmente materiales que pueden aguantar presiones de hasta 700 bar, con lo que se obtendrían unos ratios de almacenamiento de hidrógeno por peso muy elevados. Obviando el gasto de energía que supondría comprimir el gas, estos materiales constituirían un gran avance como medio de almacenamiento de hidrógeno (Ioannis Hadjipaschalis, 2009).

El almacenamiento de hidrógeno mediante hidruros metálicos es atractivo porque permite el almacenamiento de hidrógeno a presiones relativamente bajas, consiguiendo además una densidad volumétrica alta. Los sistemas de hidruros metálicos son especialmente beneficiosos en sistemas estacionarios o de pequeña escala, donde la necesidad de almacenar gran cantidad de hidrógeno en poco volumen prima sobre el peso de los depósitos de metal hidruro (Brendan D. MacDonald, 2007).

Estos compuestos, obtenidos a través de la reacción directa de determinados metales o aleaciones de metales con el hidrógeno, son capaces de absorber el hidrógeno y desorberlo cuando sea necesario. Tienen como característica una baja presión de equilibrio a temperatura ambiente (inferior a la presión atmosférica), a fin de evitar fugas y garantizar la integridad de la contención y el bajo grado de sensibilidad a las impurezas en el hidrógeno almacenado. Un ejemplo de contenedores de hidruro de metal se muestra en la siguiente Figura 2.3.8.1:

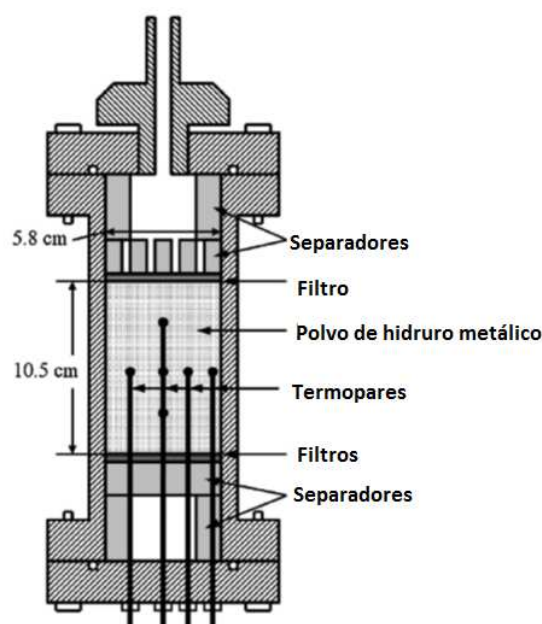


Figura 2.3.8.1. Estructura de un Hidruro metálico

Hay que señalar que los compuestos de hidruros metálicos también tienen algunas desventajas:

Por lo general requieren de gestión térmica del sistema. Esto se debe a que la absorción del hidrógeno es una reacción exotérmica (libera calor), mientras que la desorción del hidrógeno es

endotérmica. La calefacción y refrigeración de los contenedores de hidruros metálicos se consigue a través del uso de agua corriente a través de tuberías en el interior del depósito. La cinética de absorción/desorción es sin embargo relativamente rápida en la mayoría de hidruros, permitiendo así el rápido almacenamiento del hidrógeno y una rápida dispensación del mismo. Los materiales más empleados en esta tecnología de almacenamiento de hidrógeno son los elementos denominados “tierras raras”, como el lantano, Cerio, etc. combinado con otros materiales como el níquel y el aluminio.

La tecnología de almacenamiento de hidrógeno licuado es una tecnología que actualmente está también completamente desarrollada; las nuevas tecnologías de materiales y la reducción del costo en la fabricación de los depósitos de los tanques, han permitido que se realice el almacenamiento del hidrógeno líquido a las temperaturas extremadamente bajas que se requieren para ello. La temperatura típica necesaria para mantener el hidrógeno en estado líquido es de alrededor de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ y los contenedores de almacenamiento tienen que utilizar revestimiento interno específico rodeado de un aislante térmico para mantener la temperatura deseada y evitar la evaporación.

Todo el proceso es bastante ineficiente ya que una gran cantidad de energía se utiliza ya en la fase inicial de licuefacción del hidrógeno (Alrededor del 20% del PCI del hidrógeno). Además, los tanques de hidrógeno líquido sufren de fugas debido a las inevitables pérdidas térmicas que conducen a aumentar la presión en el tanque. Esta “auto-descarga” del hidrógeno puede llegar al 2% diario que se traduce en la práctica en un 100% auto-descarga en un mes. Sin embargo, estos inconvenientes pueden limitarse en mayor o menor medida, haciendo esta tecnología especialmente atractiva para los vehículos que funcionan con hidrógeno, ya que el espacio requerido es menor que en el caso del hidrógeno comprimido (Cumalioglu, 2008).

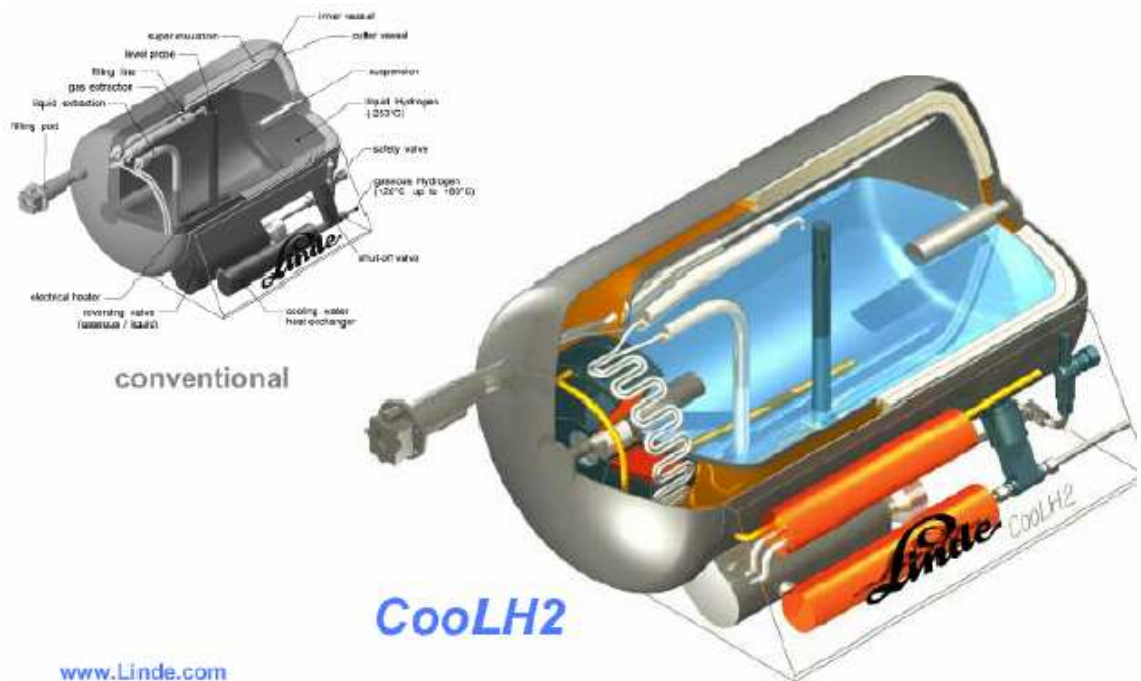


Figura 2.3.8.2. Depósito de almacenamiento de hidrógeno líquido en automóviles BMW (nuevo desarrollo frente al convencional)

Por último se ha despertado un gran interés por el descubrimiento y ensayo de la gran capacidad de absorción de hidrógeno mediante nanotubos de carbono, siendo este sistema muy prometedor. Las predicciones teóricas y los primeros resultados experimentales sobre la absorción de hidrógeno de los nanotubos y nanofibras de carbono incentivan a acelerar el desarrollo de esta tecnología como un medio práctico de almacenamiento de hidrógeno. Pero aún se necesita mucho esfuerzo para reproducir y verificar los resultados tanto a nivel teórico como experimental, y para investigar su capacidad volumétrica, característica de clicado y el comportamiento en la liberación del hidrógeno.

En 1997 Dillon et al. Comprobó por primera vez tras sus experimentos la gran capacidad de absorción de los nanotubos de carbono. Después de esto, numerosos grupos de investigación han trabajado sobre esta base.

Los estudios preliminares indican que los nanotubos y las nanofibras de carbono pueden ser unos candidatos muy prometedores para el almacenamiento del hidrógeno, acelerando de este modo el desarrollo y la implementación de la economía del hidrógeno (Cheng, 2001).

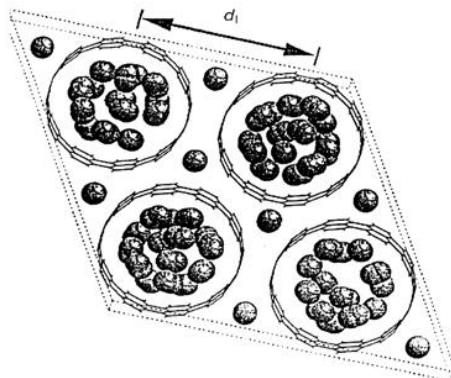


Figura 2.3.8.3. Configuración típica de las moléculas de H₂ absorbidas en un vector triangular de nanotubos de carbono

Para terminar con este repaso de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica basados en hidrógeno, hablaremos brevemente de la producción de electricidad mediante pilas de combustible, ya que son elementos indispensables para completar el ciclo y devolver la energía almacenada en forma química a su estado original en forma de electricidad:

Una pila de combustible es un dispositivo de conversión de energía electroquímica que produce electricidad a partir de un suministro externo de combustible (en el ánodo) y de oxidante (en el cátodo). Estos reaccionan en la presencia de un electrolito (ver Figura 2.3.8.4). Las pilas de combustible difieren de las pilas convencionales en que consumen unos reactantes, que deben ser repuestos, mientras que las baterías almacenan la energía eléctrica en un sistema cerrado. Existen diversos tipos de pilas de combustible, los ejemplos típicos son: las pilas de combustible con membrana de intercambio protónico (PEM-FCs), pilas de combustible alcalinas (AFCs) y pilas de combustible regenerativas (RFCs) (Haisheng Cheng, 2009). En la Figura 2.3.8.4 podemos ver un esquema con las diferentes partes que componen un stack de pila de combustible. Una descripción más completa se desarrolla en el Capítulo 4.

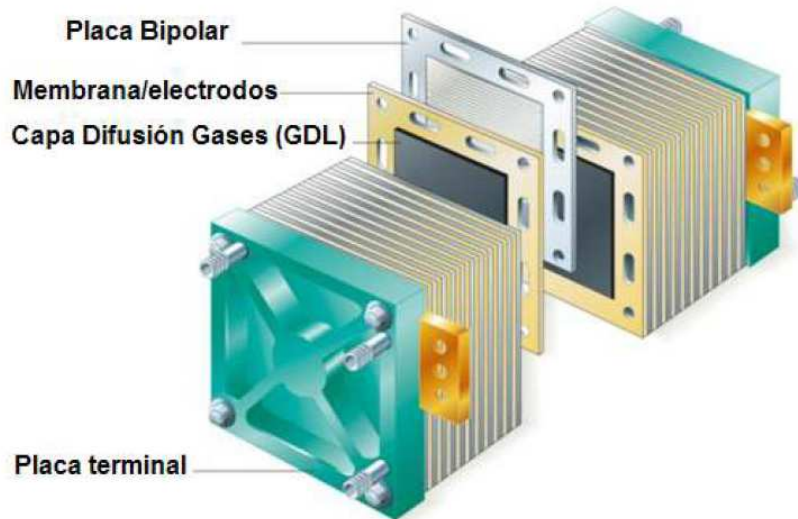


Figura 2.3.8.4. Esquema de stack de una pila de combustible.

2.3.9. Comparativa de tecnologías de almacenamiento

Una vez revisado el estado del arte de la tecnología, se muestra en este apartado una comparación de las tecnologías de almacenamiento estudiadas. La comparación se lleva a cabo según dos características: Potencia específica (W/kg) y energía específica (Wh/kg).

La Figura 2.3.9.1 permite visualizar los distintos sistemas y entender sus características fácilmente

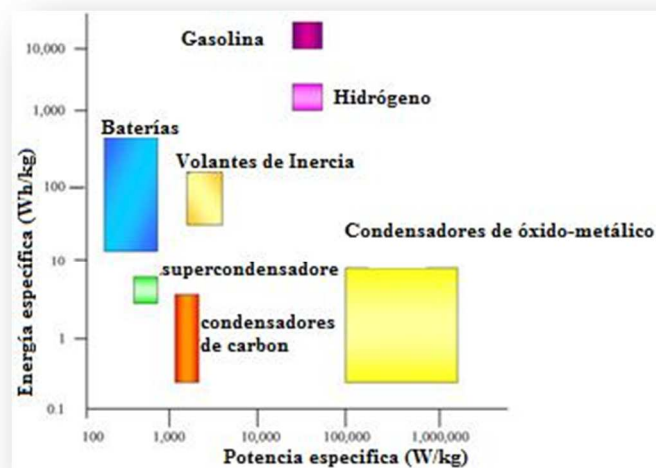


Figura 2.3.9.1 Comparación entre las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica (Fuente: US Department of Energy (2009))

Como se puede observar en la Figura 2.3.9.1, la tecnología que ofrece mayor potencia específica son los condensadores y súper-condensadores. Por otro lado, la tecnología que ofrece mayor energía específica es la del hidrógeno (excluyendo la gasolina).

Así mismo, la tecnología que ofrece una mejor combinación entre potencia específica y energía específica es de nuevo el hidrógeno. Es por ello, que esta tecnología es la más prometedora de las existentes para afrontar el almacenamiento de energía eléctrica.

Aunque el hidrógeno ofrece unas excelentes propiedades como almacenador de energía, es normal que se encuentren en las plantas de almacenamiento de energía una combinación de distintas tecnologías para mejorar las prestaciones de la planta, llevándonos a una “hibridación” de la misma. La hibridación en tecnologías de almacenamiento tiene que estar siempre justificada por las necesidades impuestas según la demanda eléctrica.

Gracias a las propiedades señaladas, los sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno han adquirido gran relevancia en las últimas fechas. Combinados con algún otro sistema de apoyo, constituyen la solución más versátil al problema de almacenamiento de energía desde el punto de vista tecnológico.

De manera resumida: Poseen la mayor densidad de energía, permiten el almacenamiento durante largos periodos de grandes cantidades de energía, pueden responder rápidamente, el desacoplo de los elementos elimina toda limitación en potencia producida o absorbida, y pueden tener una tasa de autodescarga prácticamente nula. Y a pesar de no presentar una alta eficiencia en el ciclado de la energía, el uso de sistemas CHP (*combined heat and power*) aumenta mucho la eficiencia del sistema, compensando este defecto.

Se verá a continuación los tipos de plantas renovables con almacenamiento de hidrógeno que se pueden dar, dando lugar a distintas configuraciones.

2.4. Tipos de plantas de potencia basadas en hidrógeno. Topologías de almacenamiento y generación

En esta sección se hará un repaso de las posibles combinaciones de los diferentes dispositivos que se pueden dar en un Sistema de Potencia Basado en hidrógeno (HBES).

2.4.1. Hibridación de fuente de energía renovable: eólica-fotovoltaica

La primera diferenciación entre las posibles configuraciones la establece la fuente renovable de la que procede la energía eléctrica en cuestión. En general, cualquier tipo de producción de energía renovable puede ser incluida (eólica, mareomotriz, solar, biomasa, etc.). Sin embargo, dado el desarrollo de la energía solar y eólica en España y en el mundo. Este trabajo se centrará en estas dos últimas.

La primera topología se trata de una instalación que sólo dispone de una de estas fuentes que se conectan a la red eléctrica mediante los dispositivos electrónicos que se precisen, sin almacenamiento de energía. Corresponde básicamente con lo que sería un parque de aerogeneradores o un parque fotovoltaico. Los tamaños de los parques de generación pueden ser variados. Desde los grandes campos de aerogeneradores, hasta generación a pequeña escala distribuida en diferentes zonas próximas al consumidor, constituyendo el paradigma de micro-redes.

Así, la primera configuración y la más sencilla es aquella que no dispone de sistema de almacenamiento y que inyecta directamente la energía que va generando en la red. La denominaremos: Fuente de energía renovable (FER) o de sus siglas en inglés RES (*Renewable Energy Source*).

Ahora bien, ambas tecnologías se pueden combinar, o hibridar, para dar al sistema mayor capacidad de aprovechar las fuentes renovables. Por tanto, podemos considerar una instalación, con sólo energía fotovoltaica, eólica, o una combinación de ambas, denominada “hibrida” en cuanto a la fuente renovable. La Figura 2.4.1.1 muestra un esquema de principio de una instalación de este tipo.

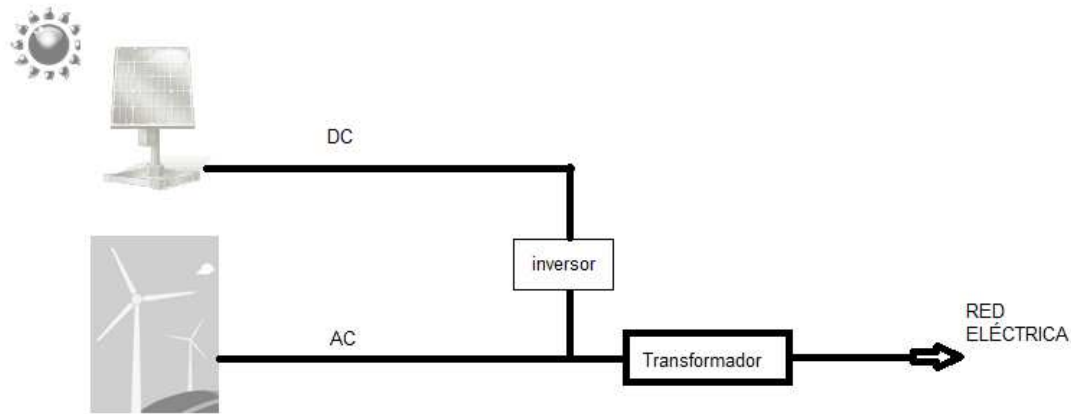


Figura 2.4.1.1. Esquema de instalación de generación híbrida sin almacenamiento.

Otro esquema, si pensamos en la generación distribuida y las microrredes, es plantear el propio auto-consumo a la vez de disponer de la conexión a la red eléctrica. De la cual el sistema puede conectarse y desconectarse para operar en modo isla en caso de ocurrir una falta en la red.

Para diferenciar las instalaciones conectadas a red de las que operan en isla, las conectadas a red recibirán la denominación de PRES (*Plug-in Renewable Energy Source*) en esta Tesis.

A esta instalación básica se le pueden añadir diferentes sistemas de almacenamiento de energía. Debido a la madurez tecnológica y a la alta eficiencia del ciclado de la energía, las clásicas baterías surgen como primera opción en muchas ocasiones, dando lugar a los sistemas que denominaremos PRESBS (*Plug-in Renewable Energy Source with Battery Storage*).

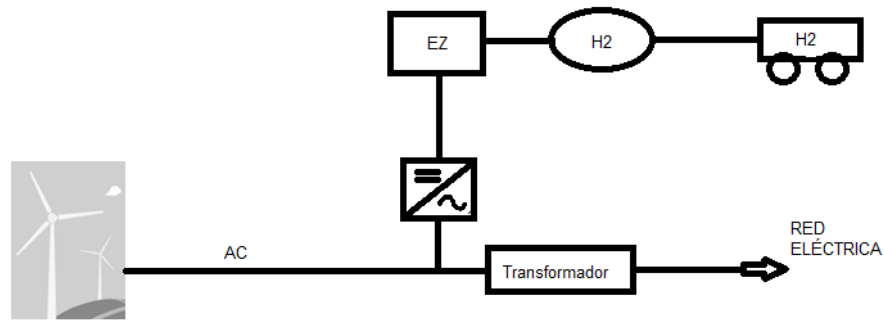
Las baterías se han venido usando hasta la fecha, sobre todo en instalaciones aisladas de la red eléctrica y siempre para almacenar pequeñas cantidades de energía o como sistema de respaldo de potencia. Sin embargo, si queremos pensar en grandes cantidades de energía almacenada, ya se ha justificado anteriormente cómo la alta energía específica del hidrógeno, lo presentan como alternativa o complemento más prometedor a las baterías, dados los volúmenes y los costes intratables de los sistemas de baterías que se necesitarían para almacenar una cantidad de energía suficiente como para hacer gestionables estos sistemas.

2.4.2. Instalaciones con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno

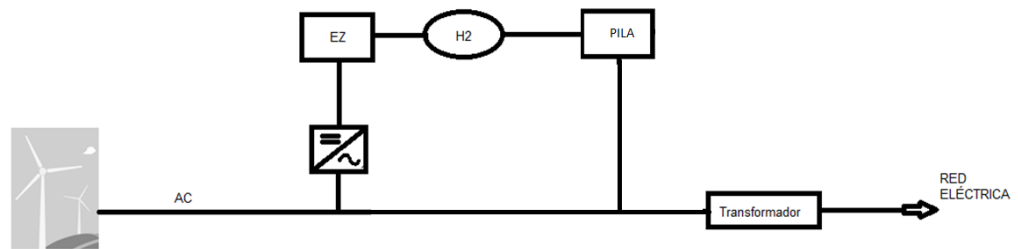
Las instalaciones con almacenamiento de energía en forma de hidrógeno (RESHS: *Renewable Energy Source with Hydrogen Storage*) surgen como respuesta a las limitaciones de todos los sistemas actuales de almacenar la energía eléctrica de manera efectiva. Emplear baterías o condensadores como único sistema de almacenamiento a gran escala es inviable técnica y económicamente (López, 2007).

Es entonces cuando aparece el hidrógeno como nuevo medio de almacenamiento. El hidrógeno producido mediante electrólisis puede ser vendido o reutilizado en pilas de combustible. Así, añadiendo dicha pila de combustible a la propia central, el sistema puede utilizar el propio hidrógeno producido para producir electricidad, conformando las plantas FCRESHS (*Fuel Cell Renewable Energy Source with Hydrogen Storage*).

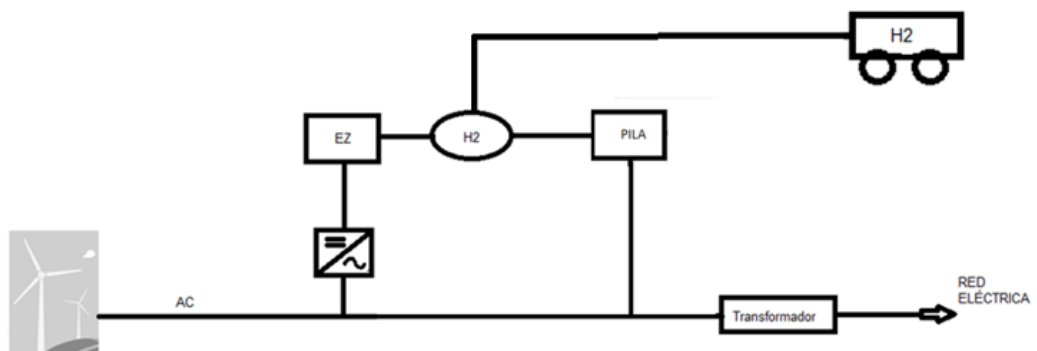
Esto permite dividir el esquema de la Figura 2.4.1.1 en hasta tres configuraciones, dependiendo del uso final del hidrógeno producido.



Esquema A



Esquema B



Esquema C

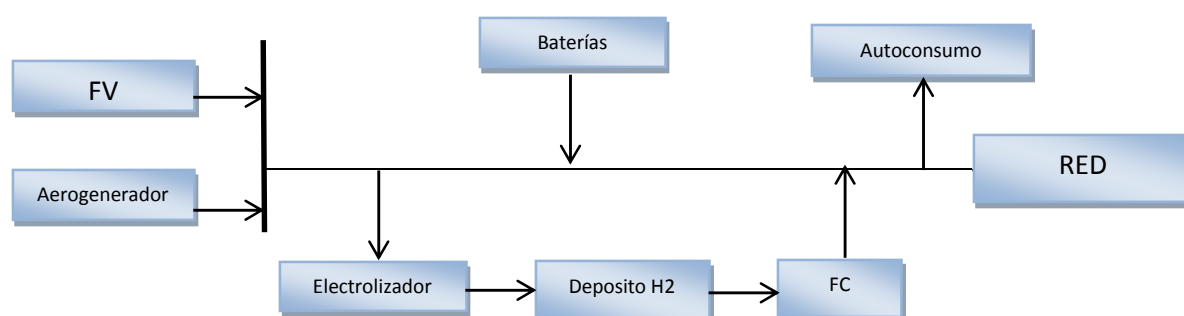
Figura 2.4.2.1. Configuraciones considerando los posibles usos del hidrógeno almacenado.

El primer esquema representa una planta de potencia donde el exceso de energía se destina a la producción de hidrógeno para su uso posterior como combustible para la industria o vehículos. En esquema B, se añade versatilidad a la planta, permitiendo la utilización del hidrógeno en una pila de combustible para producir energía eléctrica. Así, el hidrógeno se puede volver a inyectar al bus de alterna (o continua) para producir electricidad y abastecer la demanda. El cuándo y el cómo se emplee ese hidrógeno definirá unos modos de funcionamiento posibles. En el esquema C, el sistema puede operar bajo el modo de funcionamiento de maximizar la producción de hidrógeno o puede operar primando satisfacer la demanda de energía eléctrica.

Es posible que este tipo de instalaciones se puedan ampliar, mejorando su eficiencia y funcionalidad.

El primer añadido que se utiliza es el almacenamiento químico mediante baterías. Lo que es muy usual, debido a como se ha dicho, ser una tecnología madura y proporcionar grandes beneficios respecto al control, fiabilidad y vida útil de los equipos.

Añadiendo las baterías y combinándolo con el esquema B, la configuración más compleja que se puede dar quedaría como sigue:



Esta planta conformaría una instalación que denominaremos, siguiendo la nomenclatura usada, como **FCPRESHBS** (*Fuel cell Plug-in Renewable Energy Source with Hydrogen and Battery Storage*). Que es a todos los efectos la instalación más compleja, desde el punto de vista de topologías que se pueden considerar. Aunque de manera adicional, todavía puede incluir algún elemento almacenador más de potencia, que complemente o ayude a la gestión de la red, por necesidades particulares de la misma (súper-condensadores, etc.), esto no cambia la topología de la microrred.

2.4.3. Instalaciones con dispositivos auxiliares de potencia

En este apartado se engloban a todo tipo de sistemas que incorporen algún dispositivo de potencia auxiliar. Estos dispositivos pueden ser: súper-condensadores y volantes de inercia. Son

dispositivos que se suelen utilizar para complementar o suplir déficits en cuanto a potencia, como se ha señalado, dado que la energía que pueden almacenar es escasa.

2.4.4. Instalaciones aisladas

Una diferenciación importante en las topologías es si la microrred se encuentra aislada o conectada a la red eléctrica general. Nos centraremos en primer lugar en las instalaciones aisladas. Son características de zonas geográficamente remotas, de difícil y costoso acceso a la red eléctrica tradicional. Tradicionalmente, estos sistemas se han abastecido de energía mediante motores de combustión interna diésel.

También puede aparecer esta configuración, en la forma de un *modo de funcionamiento*, cuando un sistema que estando conectado a la red, se desconecta ante la detección de una falta o fallo en la red, por motivos de seguridad (véase 2.5.4). La planta entonces, se encuentra totalmente aislada y el abastecimiento de energía a las cargas y consumos internos depende solamente de las fuentes de energía propias y del sistema de almacenamiento. En este caso, los sistemas deben ser totalmente autónomos y deben ser dimensionados con la capacidad suficiente como para abastecer la carga.

Esta configuración tendrá más restricciones de funcionamiento y usualmente, se verán penalizados en cuanto a eficiencia en pro de satisfacer una demanda de energía eléctrica (Rihab Jallouli, 2007) la cual precisa generalmente que sea ininterrumpida.

Los sistemas aislados plantean el reto de que deben ser calculados con cuidado. Su dimensionamiento es distinto al de las instalaciones conectadas a red, como es lógico. Un sistema de este tipo se puede considerar en sí mismo como una microrred, donde las diferentes fuentes y cargas han de gestionarse con precisión.

2.4.5. Instalaciones conectadas a red

Las instalaciones conectadas a la red eléctrica son aquellas plantas de generación que además disponen de conexión a red eléctrica general del país para el intercambio de potencia en caso de necesitarlo. Cuando se trata de plantas de generación propiamente dichas, idealmente los sistemas de almacenamiento tendrán la misión de gestionar y respaldar el suministro de energía para cumplir con los criterios económicos de la planta, vendiendo la energía en horas punta y almacenando la energía en horas valle (European-Commission, 2003).

Cuando se trata de pequeñas plantas de potencia, como la que se puede encontrar en una vivienda por ejemplo, también puede disponer de conexión a red. En una hipotética red eléctrica con muchas pequeñas plantas de este tipo interconectadas darían lugar al concepto de Generación Distribuida (GD).

En la GD cada pequeño sistema de generación está interconectado al resto mediante una red, dichos sistemas poseen también medios para almacenar la energía. Y dado el caso, si se produce una falta en la red, para proteger su integridad, se pueden desconectar y operar de manera autónoma y aislada, dando lugar al funcionamiento en *isla* anteriormente descrito. Así,

se protegerán, manteniendo su funcionalidad, pero perderán la capacidad de intercambiar energía con el resto de puntos generadores o agentes.

Los sistemas conectados a red gozan de mayor fiabilidad en cuanto al suministro de energía a las cargas propias, ya que ante determinadas circunstancias de déficit de energía en producción y en los sistemas de almacenamiento, el control podrá optar por comprar la energía de la red para seguir abasteciendo la demanda.

Además, si en otras ocasiones se encuentra que el sistema de almacenamiento está completo, se podrá optar por vender la energía a la red (al precio que corresponda según la oferta, el tipo de central, etc.)

La ventaja principal desde el punto de vista de los modos de operación de los sistemas de conexión a la red eléctrica, es que permiten eliminar los problemas relacionados con la operación a potencia variable del electrolizador mediante la combinación de la FER y la conexión a red. El acondicionamiento de potencia ayuda a que el electrolizador reciba una alimentación constante (DC o AC de entrada). Con este sistema se puede operar el electrolizador a la potencia nominal de manera continua. Otra ventaja, distinta a la de operación, es que, al poseer este respaldo, los sistemas de almacenamiento podrán ser dimensionados de menor tamaño.

Como nota, hay que considerar que la conexión a red tiene siempre que mantener unas prestaciones en cuanto a calidad del voltaje, frecuencia y regulación de armónicos que conlleva otros problemas asociados.

2.4.6. Tabla de topologías de instalaciones

Como se ha podido observar, existen múltiples combinaciones de elementos en una microrred que dan lugar a variadas topologías de sistemas de potencia basados en hidrógeno.

En la Tabla 2.4.6.1, se resumen las combinaciones posibles que se pueden dar, dependiendo de la fuente de energía renovable y del sistema de almacenamiento.

Tabla 2.4.6.1 Configuraciones posibles de microrredes de energía renovable con almacenamiento de energía.

	D.A.E	H2	Bat-H2	Bat-H2- Paux
FER				
FOTOVOLTAICA		FVHS	FVHBS	FVHBSPX
EÓLICA		EHS	EHBS	EHBSPX
FV-EÓLICA		MRESHS	MRESHBS	MRESHBSPX

DAE= Dispositivo de almacenamiento de energía. FER= Fuente de energía renovable. Paux= Sistema de potencia auxiliar (Súper-condensador, volante de inercia, etc.). M=múltiple

Como se puede observar en la Tabla 2.4.6.1, tenemos 9 posibles configuraciones. Ahora bien, una vez definidos estas nueve configuraciones, en función de las posibilidades de almacenamiento

de energía, se puede aplicar a todas la variante de configuración anteriormente mencionada consistente en la conexión final del sistema eléctrico:

- Aisladas
- Conectadas a la red eléctrica.

Con esta última variante señalada, se tendrían **18 tipos** de sistemas o configuraciones, ya que se puede aplicar a todas las configuraciones vistas con anterioridad.

2.4.7. Topologías de acoplamiento eléctrico entre los dispositivos.

Después de considerar estas diferenciaciones de posibles elementos y conexión externa, se puede añadir una variante interna: la topología de interconexión de los equipos entre sí para permitir los flujos de potencia.

La conexión y el funcionamiento de tantos equipos entre sí, no es algo trivial. Cada equipo ofrece una curva tensión-intensidad de funcionamiento, las cuales han de ser acopladas o adaptadas para permitir el flujo de corriente eléctrica apropiado. La opción más reconocida es adaptar los valores de tensión de funcionamiento de los equipos a uno sólo para poder conectarlos entre sí y permitir los flujos de corriente entre los distintos elementos. Esto se realiza mediante Convertidores Electrónicos de Potencia.

Por tanto, esta diferenciación distingue dos principales topologías de conexión llamadas:

- Técnica de Acoplamiento Convencional mediante convertidores(ACV)
- Técnica de Acoplamiento Directo (AD)

Añadir esta diferenciación de configuración al estudio, eleva las posibilidades a **36 tipos de configuraciones** posibles.

2.4.8. Configuración del tipo de corriente en el bus

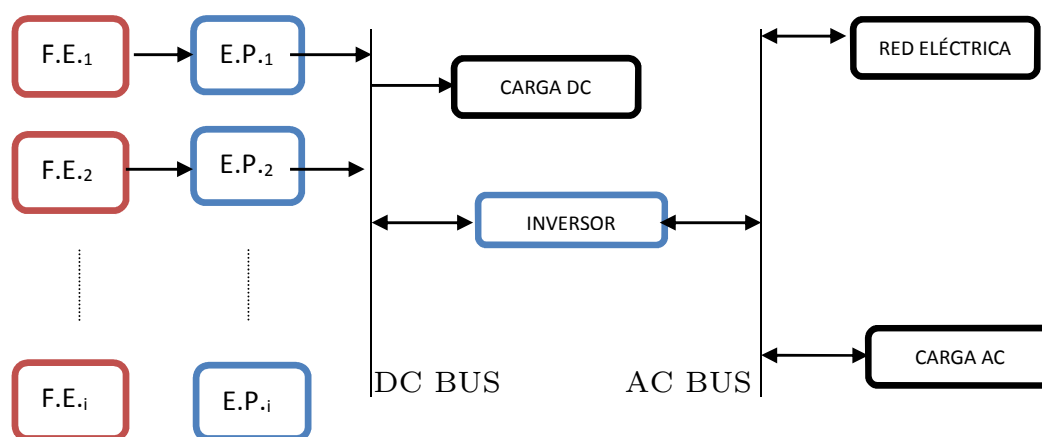
La conexión de los distintos elementos entre sí, se suele realizar mediante un bus de corriente al cual se acoplan los distintos elementos mediante convertidores de potencia. Ahora bien, el bus puede funcionar en corriente continua o en alterna. La elección de un tipo de bus u otro viene determinada por la eficiencia del sistema, donde tendremos siempre el objetivo de minimizar las pérdidas Joule en los conductores y en las conversiones de continua a alterna o de alterna a continua. Por tanto, todo dependerá de si las fuentes de generación son en corriente alterna o en continua y del tamaño de la planta. También habrá que tener en cuenta en esta elección si las cargas son en continua o en alterna.

Para instalaciones de pequeño tamaño, la tendencia es usar un sistema CC. Dado que son más simples y más eficientes. Cuando nos encontramos sistemas de gran tamaño, la tendencia es

usar buses de corriente en AC, donde las pérdidas Joule serán menores y el coste del cableado eléctrico es a su vez mucho menor, ya que la sección de los conductores requerida es menor.

2.4.9. Acoplamiento basado en DC o en AC

En los sistemas de acoplamiento en corriente continua, las diferentes fuentes de energía se acoplan a un bus de corriente mediante convertidores DC/DC. Pero finalmente la energía deberá ser convertida en alterna a través de un inversor, dado que la mayoría de los equipos comerciales que consumirán la corriente eléctrica se diseñan para un consumo en alterna, y por supuesto si está conectado a red, será inevitable esta conversión. El inversor puede ser diseñado y controlado para permitir un flujo bidireccional de energía. Las cargas que sean en alterna se conectan directamente al bus de alterna y las de continua al bus de continua, tal y como se observa en el siguiente esquema:



F.E. = Fuente de energía; E.P. = Electrónica de potencia.

El sistema podrá por tanto aportar energía a la carga en AC o a la red eléctrica.

El esquema de acoplamiento en DC es simple y no requiere de sincronismo para integrar las diferentes fuentes de energía, excepto en el inversor final, a diferencia del sistema en alterna, donde cada elemento debe mantener la misma frecuencia (además de la tensión).

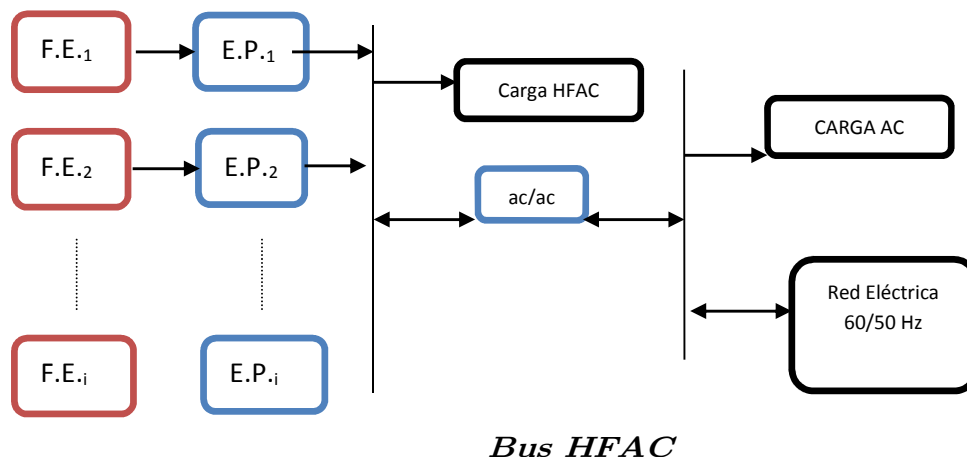
El sistema de acoplamiento con bus en DC es el más simple y el más antiguo medio de integración de todos los sistemas y el más modular. En particular el uso de la electrónica de potencia para acoplar los equipos es lo que lo hace modular.

Pero también tiene sus propios inconvenientes. Principalmente, mayores pérdidas Joule cuando se tienen grandes instalaciones o el coste del cableado. Estos problemas son evitados en corriente alterna.

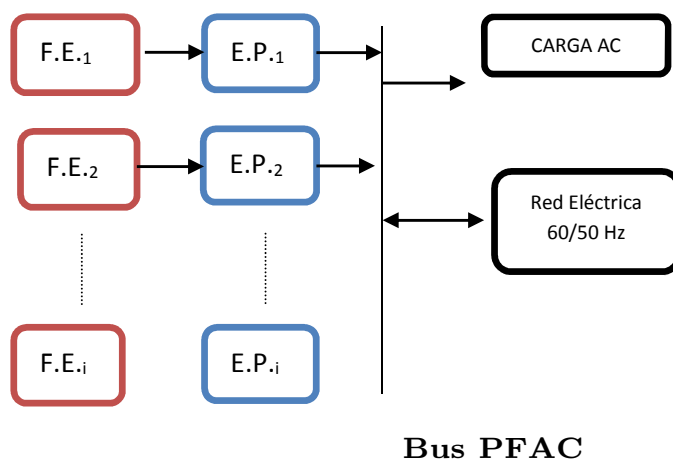
Por otro lado, los sistemas basados en bus de corriente alterna (AC BUS) pueden ser divididos a su vez en dos categorías denominadas: PFAC y HFAC de baja frecuencia y alta frecuencia respectivamente.

La configuración en HFAC (alta frecuencia ~400 Hz.) es más habitual de aviones, submarinos y aplicaciones espaciales, por tanto, se verán menos en instalaciones de energías renovables, donde lo habitual serán buses funcionando a la frecuencia de la red. Pero en definitiva, la

configuración HFAC puede englobar a la PFAC (baja frecuencia 50-60 Hz) a través de un convertidor AC/AC, que adapte la frecuencia (Nehir, 2009).



Los basados en conexión PFAC son también modulares y apropiados para conexión a red, pero el sistema HFAC es más complicado de acoplar y más adecuado para aplicarlo directamente con cargas de alta frecuencia.



El tipo de acoplamiento entre equipos y la configuración del bus, nos llevan a representar otras posibilidades, que como se ha señalado, depende en gran medida de la fuente renovable que se adopte (para seleccionar el tipo de bus) y de la topología de conexión entre equipos (uso de más o menos convertidores).

Una alternativa de futuro a más largo plazo que se está estudiando es la transmisión en corriente continua de alto voltaje (HVDC). Esta tecnología permitiría reducir las pérdidas típicas de la corriente continua a la vez que se evita la complejidad y las limitaciones de la corriente alterna en grandes distancias (Jackson John Justo, 2013).

Veamos algunas configuraciones del bus de corriente:

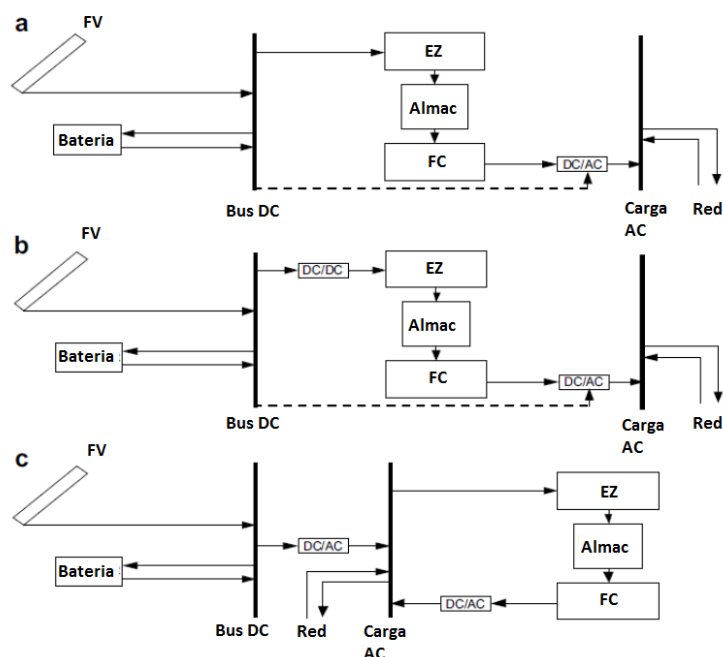


Figura 2.4.9.1. Configuraciones existentes para almacenamiento mediante hidrógeno y baterías partiendo de fuente fotovoltaica (A. Yilanci, 2009). EZ: Electrolizador, FC: pila de combustible, Almac: almacenamiento de hidrógeno

En la configuración A, el acoplamiento es directo en corriente continua con el electrolizador y solo se requiere un inversor para abastecer a la carga en corriente alterna. Esto requiere un electrolizador que pueda ser alimentado mediante corriente continua. Recordemos que la mayoría de electrolizadores comerciales no vienen preparados para operar en estas condiciones, sino que están diseñados para alimentarse de la red eléctrica bajo corriente alterna (internamente disponen de su propio rectificador).

En el caso B, el acoplamiento no es directo, se emplean dos convertidores, al igual que en el caso anterior uno para acoplar pila de combustible y carga, pero además se emplea un convertidor para conectar el electrolizador al bus de corriente continua, permitiendo así una mayor flexibilidad a la hora de dimensionar el campo fotovoltaico. También requiere un electrolizador de funcionamiento en CC y no en AC.

En el caso C, se emplean nuevamente dos convertidores, en este caso particular serían dos inversores. El electrolizador en este caso, puede operar en corriente alterna. Es la configuración menos usual, y se utiliza sólo en el caso de que el electrolizador funcione en alterna.

Observamos como dependiendo de la configuración, cambia el número de convertidores DC/DC y DC/AC usados. Se podría incluir un convertidor adicional para las baterías, que actuase como regulador de carga, pero lo cierto es que en todos los esquemas vistos en la literatura se obvia este convertidor, controlando la carga de las baterías de un modo indirecto.

Por otro lado, es común en las RESHBS de pequeño tamaño, que el electrolizador se conecte de manera directa al campo fotovoltaico. El principal inconveniente de este procedimiento se halla en la dificultad de diseñar el campo fotovoltaico de tal manera que las curvas de funcionamiento del campo y del electrolizador se solapen para obtener la máxima potencia del campo fotovoltaico a través del electrolizador (A. Yilanci, 2009).

Existen investigaciones (P.S. Kauranen, 1993) centradas en consensuar y acoplar las distintas curvas de funcionamiento de los equipos, de tal modo que se pueda prescindir totalmente del uso de convertidores. Estos sistemas se basan generalmente en, además de en un buen dimensionado de los distintos elementos en cuanto a potencias se refiere, al empleo de número de celdas variable, tanto en electrolizador como en pila de combustible. Para conseguir el acoplamiento, los niveles de corriente y voltaje, deben ser cuidadosamente seleccionados para su acople. Pero la eficiencia global que se consigue en el funcionamiento del sistema es mucho mayor dada la ausencia de convertidores en el paso de la corriente.

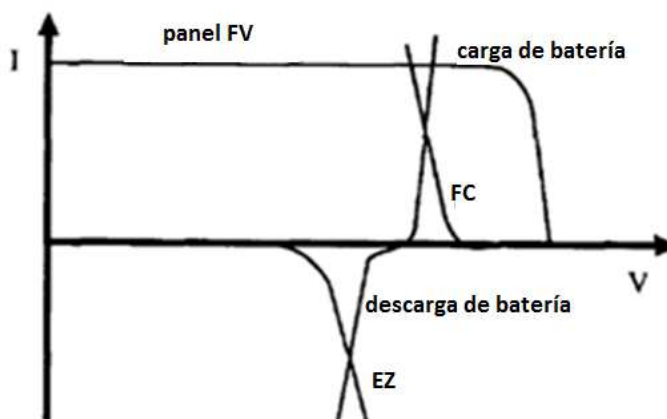


Figura 2.4.9.2. Curvas V-I en el acoplamiento directo de electrolizador y campo FV (P.S. Kauranen, 1993)

Independientemente de lo anterior, las restricciones que tienen los propios equipos obligan a usar distintas combinaciones serie-paralelo del número de celdas del stack del electrolizador conectadas entre sí. Dado que la flexibilidad en el diseño del campo fotovoltaico y el resto de equipos es reducida, el acople de las curvas, incluso cambiando el número de celdas, no deja de ser una tarea complicada, debido a que las curvas de funcionamiento de los equipos evolucionan con la temperatura de los mismos.

Realmente el acople técnico de las curvas es algo complicado ya que la industria no dispone normalmente de equipos tan idóneamente diseñados para este cometido. Los equipos de electrolisis y pilas de combustible comerciales no presentan en su mayoría estas cualidades en cuanto a número de celdas variables. Requiriéndose un diseño exclusivo y a medida para conseguirlos.

Para los sistemas basados en energía eólica, no hay mucha discusión al respecto, el bus se implementaría en alterna inevitablemente, por cuestión de eficiencia, y se añadirían inversores a ese bus para acoplar los equipos en continua, como electrolizador y pila de combustible o baterías, de la manera que ya se ha visto en los esquemas de las configuraciones representadas anteriormente.

Finalmente, existen otro tipo de configuraciones en las que se incluyen fuentes de energías no renovables. Es más característico de sistemas aislados, donde son comúnmente empleados generadores AC movidos por motores diésel con el objetivo de incrementar la fiabilidad en el

suministro de energía. Sin embargo, en la presente Tesis no se van a considerar las fuentes de energía no renovables.

2.4.10. Otras configuraciones adicionales

Adicionalmente existen otras variantes de menor grado, como son el tipo de electrolizador (PEM, alcalino), o el tipo de pila de combustible (PEM, SOFC,...). También se dan configuraciones que integran en un mismo equipo pila de combustible y electrolizador en lo que se denomina una pila de combustible reversible. Otros sistemas emplean dos electrolizadores o dos pilas de combustible, una a potencia fija nominal y otra a potencia variable. Trataremos un poco más este último caso en este apartado:

- **Dos pilas de combustible de distintas potencias de funcionamiento:**

Consiste en dividir la potencia total de una pila de combustible en dos, para que una de ellas opere a funcionamiento variable y otra a constante (de base), siendo de mayor potencia la que actúa de base. La otra pila se selecciona de menor potencia y se emplea para responder a las variaciones de potencia. Así, se protegería el sistema, de modo que la pila de menor potencia y menor coste afrontaría las variaciones de carga (y por tanto la degradación habiendo sido diseñada específicamente para este tipo de trabajo). Esto permite además aumentar la fiabilidad del sistema.

- **Electrolizador de base (trabajo a potencia constante) y electrolizador a potencia variable (de cresta o rizado)**

La misma idea se puede aplicar al caso de los electrolizadores. Se usaría uno de base que operase a potencia nominal, y otro que afrontase las fluctuaciones en la potencia de entrada. Del mismo modo se incrementa la fiabilidad del sistema y la eficiencia del mismo.

Ha quedado expuesto que existe una gran casuística de configuraciones posibles que se pueden dar dependiendo de las necesidades y restricciones de cada planta. Seguidamente veremos los ejemplos más significativos de este tipo de plantas que se han materializado mediante proyectos de demostración.

2.4.11. Sistemas integrados de demostración fotovoltaica-hidrógeno y eólica-hidrógeno

En esta sección se hace un repaso de la bibliografía existente acerca de proyectos de demostración de plantas de producción de potencia con sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno. Los proyectos encontrados se pueden clasificar según la fuente renovable que emplean; en este caso eólica o fotovoltaica.

La mayoría de los proyectos se llevaron a cabo muy recientemente, lo que indica lo novedoso de la tecnología. Actualmente, cuatro países de la U.E. han reportado resultados de operación de este tipo de plantas: Reino Unido, Grecia, Noruega y España. Adicionalmente, otros países líderes en el campo como E.E.UU., Alemania e Italia han desarrollado importantes laboratorios

de investigación con el fin de investigar en la optimización de estos sistemas. España, Grecia y Noruega han mostrado un gran interés en la tecnología de almacenamiento basado en hidrógeno no sólo por su amplio potencial de energía renovable sino también debido a que sus redes eléctricas tienen una capacidad de intercambio con otros países limitadas (Red-Eléctrica, 2012).

En las siguientes tablas se muestran los proyectos de demostración de almacenamiento de energía eléctrica mediante hidrógeno, utilizando fuente renovable eólica y fotovoltaica, así como el actual portafolio de laboratorios de investigación en el área.

Tabla 2.4.11.1. Relación de proyectos internacionales de instalaciones fotovoltaica-hidrógeno

Proyecto	FV (kW)	Electrolizador (kW/tipo)	Batería (kWh/tipo)	Almacenamiento de H ₂ (Nm ³ /tipo)	FC (kW/tipo)
FIRST (2002-2004)	1.4	1/PEM	20 / plomo-ácido	70 / hidruro metálico	0.42 / PEM
HARI (2002)	13-50 kW PV-wind	36/Alcalino	120 / plomo-ácido	2856/ tanque a presión	7 / PEM
HRI (2001)	1-10 kW PV-wind	5/Alcalino	42 / Plomo-ácido	40/ tanque a presión	5 / PEM
INTA (1998-97)	8.5	5 /Alcalino	-	24-9 / hidruro metálico –tanque a presión	10-7.5 / PAFC-PEM
PHOEBUS (1993-2003)	43	26 / Alcalino	304 / Plomo-ácido	120/ tanque a presión	3 / PEM
SAPHYS (1994-1997)	5.6	5 / Alcalino	51 / Plomo-ácido	120 Nm ³ / tanque a presión	3 / PEM
SCHATZ (1989-1996)	9.2	6 / Alcalino	5.28 / plomo-ácido	60/ tanque a presión	1.5 / PEM
Solar house (1992-1995)	4.2	2 / PEM	20 / Plomo-ácido	400/ tanque a presión	3.5 / PEM
Solar hydrogen pilot (1990-1992)	1.3	0.8 / Alcalino	12 / plomo-ácido	200 / tanque a presión	0.5 / PAFC
SWB (1989-1996)	370	100 / Alcalino	-	5000/ tanque a presión	80 / PAFC
CEC (2007)	5	3.35 / PEM	28 / Plomo-ácido	19/ hidruros metálicos	2.4 / PEM

Tabla 2.4.11.2. Relación de proyectos de demostración internacionales en instalaciones de microrredes con almacenamiento de energía basado en hidrógeno y fuente renovable eólica

Proyecto	Año	RES	Electrolizador	FC	Otro	Bus de corriente	Sistema de almacenamiento	Carga	Configuración	Ref.
Utsira (Norway)	2004	2x 600 kW E-40. Enercon	48 kW. Norsk Hydro+ 6 kW compresor	10 kW PEM. IRD	Hydrogen Genset 55 kW+ 5 kWh volante+ batería 50 kWh	---	Tanque. 12 m ³ a 200 bar. 2400 Nm ³	Viviendas (200 MWh/año)	Conectado a red	(Eide PO, 2004), (Nakken T, 2006)
HARI (UK)	2004	2 x 25 kW Carter Wind Turbines / 13 kW FV/ Hidroeléctrica 3 kW	Hydrogenics (anteriormente Vandendorre) 34 kW, 25 bar) + 3.75 kW compresor	2 kWe 2 kWt, Intelligent Energy, CHP Unit 5 kW (el) Plug Power GenCore,	Batería (NaNiCl) 20 kWh	620 Vdc	Tanque a presión 2856 Nm ³	Ordenadores, luminaria, cargas críticas, calefacción, vehículo eléctrico.	Aislado	(Gammon R, 2006)
ITHER (Spain)	2005	80 kW Lagerway LW18, 225 Kw VESTAS V29, 330 Kw Enercon E32,	63 kW Alcalino IHT, 7 kW PEM HOGEN	1.2 kW Ballard	Cycle 50 W, fuel cell car (12 kW)	---	Hidruros metálicos y tanques a presión 350 bar	Luces del parking y cargas industriales	Conectado a red	(Pino, 2010)
RES2H2 (Greece)	2005	500 kW	25 kW Cassale Chemicals	-	-	---	Hidruro metálico LaNi5 40 Nm ³ , tanque a presión 0.5 Nm ³	Red eléctrica	Conectado a red	(Pino, 2010)
PURE (UK)	2005	2X15 kW WT PMG(permanent magnet generator)	3.55 Nm ³ /h alcalino	5 kW	Vehículo eléctrico híbrido (con pila de combustible). Sistema de calefacción.	---	A presión e hidruros metálicos	Edificio (carga eléctrica y térmica). Vehículo de hidrógeno	Aislado	(Gazey R, 2006)

Proyecto	Año	RES	Electrolizador	FC	Otro	Bus de corriente	Sistema de almacenamiento	Carga	Configuración	Ref.
SOTAVENTO (España)	2007	17.56 MW	4X hydrogenics 72 kW		Motor de combustión interna 55 kW		Tanque a presión 1960 Nm ³ @ 200 bar	Red eléctrica	Conectado a red	(Pino, 2010)
RES2H2 (España)	2007	225 kW Vestas	50 kW Accagen	6x 5 kW PEM PLUG&POWER	-		Tanque a presión 500 Nm ³ @ 25 bar	Planta desaladora	Conectado a red	(Pino, 2010)
Prince Edward Island Project (Canada)	2008	44 MW	66 Nm ³ /h @17 bar		Internal combustion Engine 120 kW, hydrogen bus		Tanque a presión 4000 Nm ³ @ 17 bar, Tanque a presión 112 Nm ³ @ 430 bar		Aislado	(Pino, 2010)
HIDROLICA (España)	2009	80 MW	60 kW PEM	12 kW hydrogenics PEM	-		Tanque a presión, low pressure 82.5 Nm ³ @ 15bar, high pressure 10 Nm ³ @ 200 bar	Red eléctrica	Conectado a red	(Pino, 2010)
Ramea Island Project (Canada)	2010	6x 65 kW	90 Nm ³ /h		4x 62.5 kW FORD internal combustion engine		Tanque a presión 3000 Nm ³	Red eléctrica	Conectado a red	(Pino, 2010)
Hydrogen Office (Reino Unido)	2010	750 kW WT GWP-47 Active stall regulation	30 kW Alcalino Pure energy	10 kW pem Alteryg	Plug-in Electric Van, Geothermal heat pump	230 VAC	Tanque a presión 120 Nm ³	Edificio	Conectado a red	Comunicación Personal (David Hogg)

Tabla 2.4.11.3. Plantas piloto en laboratorios de investigación internacionales

Proyecto	Año	RES	Electrolizador	FC	Otro	Bus de corriente	Sistema de almacenamiento	Carga	Configuración	ref
CASSACIA (Italy)	2000	20 kW North-wind L-916	2.5 kW Alcalino	-	Plomo-ácido	110 Vdc	Tanque a presión	Dump load	Aislado	(Dutton AG, 2000)
University of Quebec (Canada)	2001	10 kW WT/ 1kW PV	5 kW. Stuart Energy. 7 bars	5 kW Ballard MK5-E	Plomo-ácido	48 Vdc	Tanque a presión. 10 bar. 3.8 m3. 38 Nm3	Remote telecommunications applications	Aislado	(Agbossou K, 2001)
KAE-LAB	1998	20 kW, 100 kW Ventis,	24 Nm3, 25 bar	2x 1.2 kW PEM ballard			Tanque a presión 8 m3 @ 300 bar			(Pino, 2010)
NREL (USA)	2006	10 kW WT Bergey 100 kW WTNorthwind 10 kW PV	2x hogen40R PEM, 6 kW, 25 kW Alcalino Teledyne	-	FC- Mercedes-bez car. 60 kW Internal combustion hydrogen engine	-	Pressurized (3500 psi, 85 kg H2)	Red eléctrica	Conectado a red	(J. Levene)
HyWindBalance	2006	AC grid	6 kW , 1Nm3/h @ 30 bar Accagen	1.2 kW PEM Ballard		-	Tanque a presión 200 bar, 50 L.	1 kW electronic load		http://www.hywindbalance.com/gb/index.html
HYLAB	2011	6 kW fuente electrónica	1 kW PEM HAMILTON STD	1.5 kW PEM MES-DEA	Plomo-ácido 367 Ah	48 Vdc	Metal hydride 7 Nm3	2.5 kW electronic load	Conectado a red/Aislado	(Valverde, y otros, 2013)

Aunque se conoce de la existencia de algunos otros laboratorios, no se han encontrado resultados publicados en la literatura al respecto y por tanto no se han considerado.

2.5. Estado del arte de técnicas de control de potencia aplicadas a microrredes de energía renovable con almacenamiento basado en hidrógeno

2.5.1. Introducción

Los trabajos previos desarrollados acerca de técnicas de control de microrredes con sistemas de almacenamiento se enmarcan mayoritariamente en un grupo de técnicas de control denominado “Técnica de control por banda de histéresis” (Ø Ulleberg, 2003). Muy característico de sistemas híbridos, donde todo el control se basa en reglas heurísticas y gira en torno al estado de carga de las baterías.

Las variantes sobre esta técnica se producen cuando los autores consideran como parámetros de control otra variable del sistema, como puede ser el inventario de hidrógeno (Dimitris Ipsakis, 2008) o diferentes modos de operación. Estas técnicas fueron las primeras implementadas en laboratorios y proyectos de demostración. Sin embargo, Una de las más importantes conclusiones extraídas de la experiencia de los proyectos de demostración enumerados en las tablas Tabla 2.4.11.1 y 2.4.11.2 es la necesidad imperiosa de mejorar en las estrategias de control de potencia tal como señalan en las publicaciones referenciadas de cada proyecto y en el informe de la IEA elaborado por expertos mundiales (Ø. Ulleberg, 2007). Como se puede comprobar, hasta la fecha, en el 100% de estos proyectos se implementaron estrategias de este tipo. Desgraciadamente, estrategias más complejas sólo se han estudiado a nivel de simulación.

A pesar de que se demostró satisfactoriamente que el vector hidrógeno puede servir como vector energético para aumentar la gestionabilidad y la penetración de las fuentes renovables, se pone de manifiesto que numerosos problemas técnicos (daños en el stack del electrolizador, armónicos, baja eficiencia de operación, degradación de la pila de combustible, etc. (L. Valverde, 2013)) estaban íntimamente relacionados con la estrategia de control como uno de los factores determinantes de los problemas de operación. Así el aprovechamiento de energía y la eficiencia en el sistema está vinculado con la estrategia de control usada (Ø Ulleberg, 2003). Es por ello, que las estrategias de control en una microrred de este tipo adquieren un rol muy relevante.

Sin embargo, implementar técnicas de control más complejas empleando algoritmos heurísticos resulta ser poco práctico y complicado a medida que se aumenta el número de equipos involucrados y las reglas de decisión. Posteriormente, el uso del “control borroso” en estas instalaciones ayudó a solventar algunos de estos problemas. El control borroso permite establecer niveles intermedios de decisión, cualidad que permitió formular de manera simple las reglas de control. Algunas experiencias positivas en el uso de control borroso en microrredes reportaron mejoras en la eficiencia y la gestión de la planta (A. Bilodeau, 2006), (E.M. Stewart, 2009). Los resultados del control borroso son satisfactorios a la hora de mantener el estado de carga de las baterías en los niveles de seguridad. Además, resulta útil a la hora de definir unos

niveles abstractos para decidir cuándo se tiene un estado de carga “alto”, “bajo” o “medio” de manera sencilla. A pesar de las contribuciones aportadas, se observa que fuerzan al electrolizador y la pila de combustible a una operación intermitente excesiva. Como se ha señalado, el uso intensivo de estos equipos provoca graves daños en los mismos. Por ello, estas consideraciones deberían ser tenidas en cuenta en los futuros diseños para aumentar la vida útil de todos los componentes.

Por último encontramos las técnicas de control predictivo, por sus siglas en inglés Model Predictive Control (MPC). El Control Predictivo se presenta como un buen candidato para resolver los problemas encontrados, ya que integra un control óptimo, el control de procesos con tiempos muertos, procesos multivariados y puede utilizar las futuras referencias cuando estén disponibles. Mediante el uso de una estrategia con el horizonte de control finito permite la consideración de limitaciones y procesos no lineales (Camacho E.F. and Bordons C., 2004). Estas características han hecho al MPC una técnica muy popular en la industria. Sin embargo, hay pocos trabajos de control predictivo aplicados a microrredes basadas en hidrógeno. Zervas et al (P.L. Zervas, 2008) aplicó el MPC para la gestión de potencia renovable con almacenamiento en baterías en una planta desaladora. Otro ejemplo se puede encontrar en el trabajo de Khalid (Khalid, 2010), donde el MPC es aplicado sobre una red de energía renovable conectada a la red, pero con almacenamiento en baterías. La potencia eléctrica transferida con la red y la almacenada en las baterías fueron las variables de control consideradas. Del Real y otros (Alejandro J. Del Real, 2007) presentó la aplicación del MPC a una planta híbrida de energía solar y pila de combustible con almacenamiento en hidrógeno.

El análisis del estado del arte arroja la conclusión de que todos estos trabajos de control avanzado sólo se han estudiado a nivel de simulación, estando muy lejos de la demostración experimental. Además, en la mayoría de los casos, no se tienen en cuenta las restricciones reales de operación, que conllevan daños en los equipos a la postre. No se hace un análisis cuantitativo, ni existe ninguna referencia que compare las distintas posibles estrategias y modos de operación en plantas de potencia de este tipo.

Tras esta breve introducción del estado del arte, en las siguientes secciones se estudian más en detalle las estrategias de control publicadas en la literatura hasta el momento referente a microrredes con almacenamiento basado en hidrógeno.

2.5.2. Definición de “Modos de operación” y “Estrategias de control”

Antes del análisis exhaustivo, es conveniente definir estos términos, comúnmente empleados cuando se habla del control y gestión de este tipo de plantas:

Los términos “modos de operación” y “estrategias de control”, se han usado a veces por distintos autores de la misma manera, prestándose a confusión. Algunos autores emplean sólo el término estrategia de control, para estudiar el funcionamiento de la planta y no hablan de modos de operación, o a la inversa.

Independientemente de que los términos usados en otros trabajos coincidan con los de la presente Tesis, se va a definir “**la estrategia de control**” como:

El empleo de los recursos y medios disponibles para conseguir un objetivo, en este caso, el empleo, manipulación o control de los distintos equipos para conseguir un objetivo prefijado.

Y se define como “**modo de operación**”, al comportamiento global de la planta resultante de implementar una estrategia de control determinada. El resultado de una estrategia es la entrada en un modo de operación. El modo de operación se relaciona más directamente con el objetivo de la estrategia o el modo de operar los distintos equipos en sí mismos.

Por tanto, la *estrategia de control* configura el modo de gestionar la energía. Y este modo de gestionar la energía define un *modo de operación*.

Esta sería la definición de estrategia de control y modo de operación, así como la relación entre ambos empleada en esta Tesis.

Existe otro elemento semántico, que completa la trilogía de la gestión de la energía. El cual no es otro que el **objetivo** de control global de la planta, el cual condiciona y define en último término el modo de operar de la planta. Este objetivo queda como punta de lanza de la estrategia de control.

Por tanto, una *estrategia de control* determina cómo manejar los distintos equipos y gestionar la energía, para conseguir un determinado objetivo. Normalmente una estrategia global de control irá encaminada a asignar unos *set-points* de funcionamiento a los diferentes equipos. Y los controladores locales de los equipos se encargarán de mantener o alcanzar esos “set-points”.

Una buena estrategia (o una estrategia óptima) tendrá la capacidad de analizar en un determinado horizonte temporal los valores de las distintas variables: meteorológicas, del consumo energético de las cargas y de los estados de los elementos de almacenamiento de energía (según la complejidad del sistema de control). Así finalmente, dicha estrategia de control determina qué elementos deben funcionar y cuáles no, dónde debe almacenarse la energía sobrante o qué elemento debe suministrar la energía que falte por suministrarse (López, 2007).

También se pueden definir como modos, o de manera más apropiada *sub-modos* de operación, a los modos de operación de los equipos individuales, tal como lo presentan algunos autores como (P.C. Gosh, 2003), donde se definen claramente los posibles modos de operación de una instalación de este tipo. Así, se pueden encontrar los siguientes modos: *Batería en modo normal, electrolizador en modo normal y modo de protección, pila de combustible en modo normal y modo de protección*, entre otros. Dichos modos de operación, constituyen las regiones de funcionamiento de los equipos.

Se concluye, según la literatura, que la mayoría de los investigadores parten de lo que se llama una estrategia de control del sistema, la cual define unos modos de operación, identificados dentro de un “mapa de funcionamiento” como regiones concretas donde puede operar la planta. Independientemente de esto, cuando se hable de “modos de operación” o “estrategias de control” en esta Tesis se hará según las definiciones establecidas aquí.

2.5.3. Estrategias de Control

2.5.3.1. Introducción de estrategias de control para microrredes con almacenamiento en hidrógeno

En primer lugar, es necesario aclarar que las estrategias de control varían dependiendo del sistema sobre el que se implementan, de la configuración o topología interna del sistema. Por tanto, para hablar de una estrategia de control, hay que describir previamente la topología de la instalación que se está considerando.

Con el objetivo de analizar la casuística de topologías existentes, se pueden estudiar todas las instalaciones de este tipo como una combinación de los siguientes grupos de elementos:

- **Fuente/s renovable/s**
- **Almacenamiento:**
 - **Hidrógeno, baterías, super-condensadores, volantes.**
- **Producción de potencia** (en algunos sistemas estará integrado en el propio almacenamiento).
- **Consumo / Demanda**



Figura 2.5.3.1.1. Esquema de principio de planta de potencia con almacenamiento de energía.

Todas las configuraciones y topologías dispondrán de estos cuatro sistemas interconectados. La estrategia de control define cómo interactúan entre sí estos grupos para abastecer la demanda de una manera que sea eficiente. Esto depende totalmente de la estrategia de control que se implemente. A medida que se van incluyendo sistemas de almacenamiento, o fuentes de energía en la instalación, la estrategia de control se complica necesariamente. Esto puede darse

en algunos sistemas donde se pueden ver incluso varios métodos de almacenamiento del hidrógeno (a presión y en hidruros metálicos), o varios medios físicos de almacenamiento de energía, que complementen a las baterías y el hidrógeno, como son los super-condensadores o volantes de inercia. Esta hibridación mediante múltiples sistemas de almacenamiento de energía debe estar técnicamente justificada, debido al aumento de los costes y de la complejidad en el control.

En principio, tanto si hablamos de sistemas aislados como de sistemas conectados a la red eléctrica, hay elementos que serán comunes, y habrá aspectos en las leyes de control que inevitablemente coincidan, como evitar en la medida de lo posible los desvíos entre generación y demanda o aumentar la vida de los equipos. Sin embargo, dependiendo del objetivo o los objetivos finales, algunas restricciones se violarán y otras se respetarán en mayor o menor grado en cada sistema.

Es importante distinguir además, que la estrategia de control de estos sistemas tiene lo que se denomina jerarquía o niveles. Distinguiendo en primer lugar entre las estrategias on-line (de menor jerarquía), y las estrategias off-line (de mayor jerarquía).

Las estrategias off-line, se ejecutan en primera instancia para realizar -entre otros- estudios de los puntos de encendido y apagado estacionales de electrolizador y pila de combustible (Josep M. Guerrero, 2011). En instalaciones medias o grandes, este factor es importante para evitar realizar demasiados arranques y paradas. Esto es lo que se denomina en la literatura como: funciones de reloj (Ø Ulleberg, 2003). También comprende los cálculos de optimización de algunos parámetros de control, cómo los estado de carga límites de los dispositivos de almacenamiento de energía. La jerarquía en las estrategias de control, permite ir añadiendo complejidad de manera escalonada. Así, que en un primer momento nos podemos olvidar de ciertos niveles jerárquicos, empezando por los situados a más bajo nivel e ir aumentando de manera paulatina la complejidad en el control.

2.5.3.2. Niveles Jerárquicos de las estrategias de control

Se puede separar una estrategia de control en tres partes o niveles jerárquicos:

1. **Cálculos off-line.** Predicción meteorológica (de la velocidad del viento o radiación solar). Predicciones de evolución de demanda y precios en el mercado eléctrico. Generación de un horario que determina que cantidad de potencia se comercializará con la red eléctrica. Estados de carga límite. Parámetros iniciales de control.
2. **Cálculos on-line.** Establece set-points de equipos para gestión de potencia en la planta. Supervisa la seguridad de la planta. Pueden ser calculados de manera óptima o no.

3. **Control interno de equipos.** Gestiona el correcto funcionamiento de cada equipo individual para que absorba o ceda la potencia establecida en la jerarquía superior. Controla la seguridad de los equipos.

A continuación se presenta un sencillo esquema que permite visualizar la jerarquía de control:

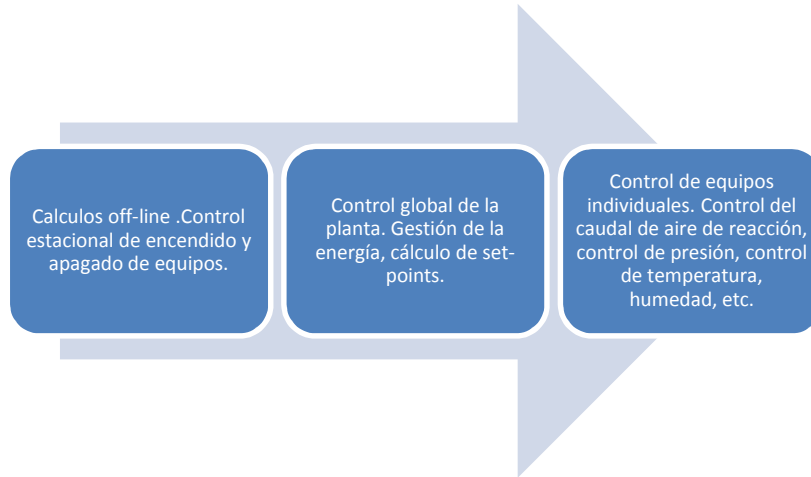


Figura 2.5.3.2.1. Jerarquía en la estrategia de control para MGs definidas en esta Tesis

Esta Tesis doctoral se centrará en las estrategias de control del segundo nivel jerárquico. Es decir, del control general de la planta y generación de set-points de potencia.

La operación general de control de este tipo de plantas se rige por un principio simple:

Almacenar la energía cuando la producción de la fuente renovable excede la demanda y suministrar potencia mediante los equipos de almacenamiento cuando escasea la energía producida por la fuente renovable.

Ahora bien, los matices entre las distintas estrategias diferencian entre el método por el cual se lleva a cabo este fin. Esta funcionalidad que a priori parece una tarea fácil, se complica sobremanera a medida que se empiezan a estudiar las posibilidades de optimización del funcionamiento de la planta. Se encuentra que, seleccionar qué equipos activar, cuándo y a qué nivel de potencia, marca una notable diferencia en el rendimiento del sistema y la vida útil de los equipos, de ahí la importancia de estudiar las estrategias de control.

A continuación se analizan las estrategias de control existentes en la literatura:

2.5.3.3. Estrategias de control basadas en reglas heurísticas

Las estrategias de control basadas en algoritmos o reglas heurísticas, constituyen con mucha diferencia, las estrategias de control más extendidas como ya se ha mencionado en la introducción. En cuanto a implementación práctica de las mismas, el 100% de los proyectos de demostración presentados en las tablas Tabla 2.4.11.1 y 2.4.11.2 emplean este tipo de estrategias de control.

La razón detrás de este hecho reside en la complejidad inherente de los sistemas basados en hidrógeno. Esto llevó a buscar métodos que en primer lugar garantizaran el funcionamiento robusto de la planta, sin centrarse demasiado en aspectos de eficiencia u optimización. Por ello, la mayoría de estos sistemas implementaron en primer lugar unas estrategias de control sencillas, basadas en reglas heurísticas, como la que se muestra en la Figura 2.5.3.3.1 a modo de ejemplo.

En estas técnicas se selecciona un parámetro de control, normalmente el estado de carga de la batería (aunque puede ser la tensión del bus), en función del cual se controla la planta.

En esta estrategia básica se suelen definir tres regiones de funcionamiento. Una primera zona donde opera el electrolizador, otra zona donde opera la pila y una zona de control inactiva, en la cual ambos dispositivos se encuentran desactivados. Esta estrategia heurística, comúnmente recibe el nombre de “**estrategia de control por banda de histéresis**” (Ø Ulleberg, 2003).

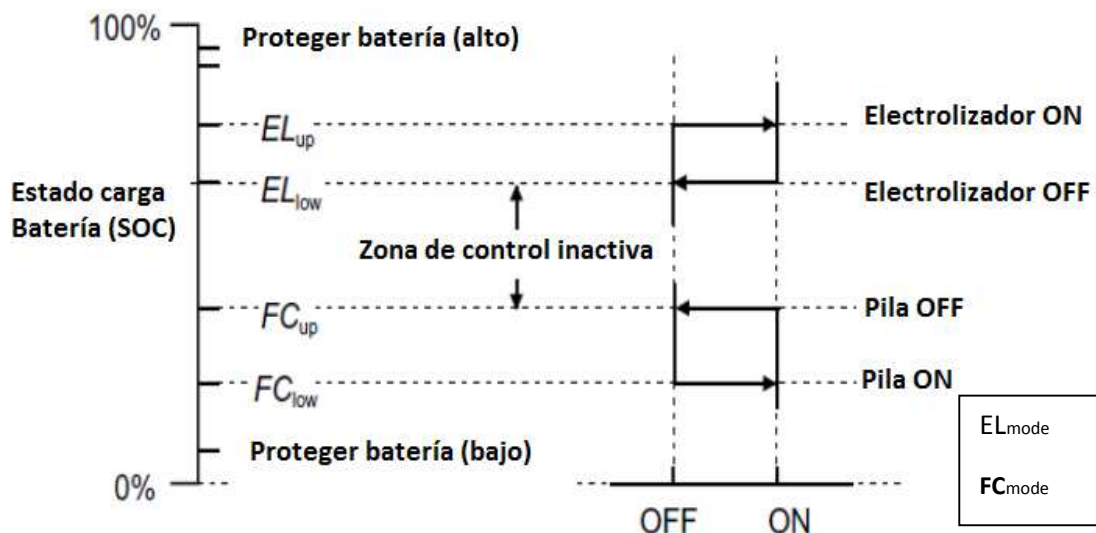


Figura 2.5.3.3.1. Control heurístico por banda de histéresis considerando el estado de carga de las baterías como variable de control. EL_{mode} =Potencia constante o Potencia variable. FC_{mode} =Potencia constante, Potencia variable.

Y como se puede ver en la Figura 2.5.3.3.1, esta estrategia se basa en el estado de carga de las baterías (SOC) para definir los umbrales de funcionamiento de los equipos. Como se verá en la sección 2.5.4, las variantes que puede tener esta estrategia pueden definir diferentes modos de operación.

A partir de esta estrategia básica de control por banda de histéresis, han surgido otras estrategias algo más complejas, introduciendo ligeras variantes sobre esta base.

En primer lugar, la estrategia empieza a complicarse al introducir el funcionamiento a carga variable o carga constante de los equipos. En la Figura 2.5.3.3.1, la variable *ELmode* determina cuándo el electrolizador opera bajo una corriente fija o a corriente variable. Como consecuencia de esto, si el electrolizador opera en modo fijo, la batería actuará de *buffer* para absorber los desajustes entre generación y demanda producto de la evolución de variables no controladas, como son las condiciones atmosféricas y la demanda del consumidor. Por el contrario cuando se opera el electrolizador a corriente variable, éste absorberá la corriente cambiante y el estado de carga de la batería permanecerá constante.

El funcionamiento de esta estrategia, a pesar de ser muy básico, se ha utilizado con frecuencia, como ya se ha señalado. Autores como Dimitris Ipsakis (Dimitris Ipsakisa, 2008), usan el mismo algoritmo, pero incorporando algunos sub-casos que lo hacen algo más complejo y eficiente.

Existe otra estrategia de control que no se basa en el estado de carga de las baterías, sino que se basa en el estado de carga del depósito de hidrógeno, el cual es controlado en todo momento con el objetivo de evitar la compra de hidrógeno y reducir así los costes. La estrategia funciona del siguiente modo:

- Si el hidrógeno almacenado es superior a cierto nivel de la capacidad nominal de los tanques, entonces el exceso de energía se usa para cargar las baterías (hasta el 100%) y si aun así, existe exceso de energía, entonces dicha energía se emplea para usos secundarios en el sistema o se vende a la red.
- Si el hidrógeno almacenado es inferior a cierto nivel, la energía es tomada de las baterías, desconectando la operación de la pila de combustible.

En esencia, la estrategia es la misma, solo ha cambiado el sistema de almacenamiento de energía que se emplea en primer lugar.

Los resultados de esta segunda estrategia basada en el estado de carga de los tanques de hidrógeno revelan que la estrategia es apropiada en los casos en que existe déficit de hidrógeno en la operación anual de la planta, lo que hace recomendable utilizar un control como este, basado en gestionar el nivel de los depósitos de hidrógeno.

Es también recomendable para plantas que contemplasen la venta del hidrógeno o el suministro del mismo a vehículos propulsados por pilas de combustible.

En la planta experimental situada en Jülich (Alemania), conocida como planta Phoebus, se ha implementado también una estrategia heurística, más evolucionada que las primeras anteriormente mencionadas, combinando diversos modos de operación que mezclan operación constante y variable.

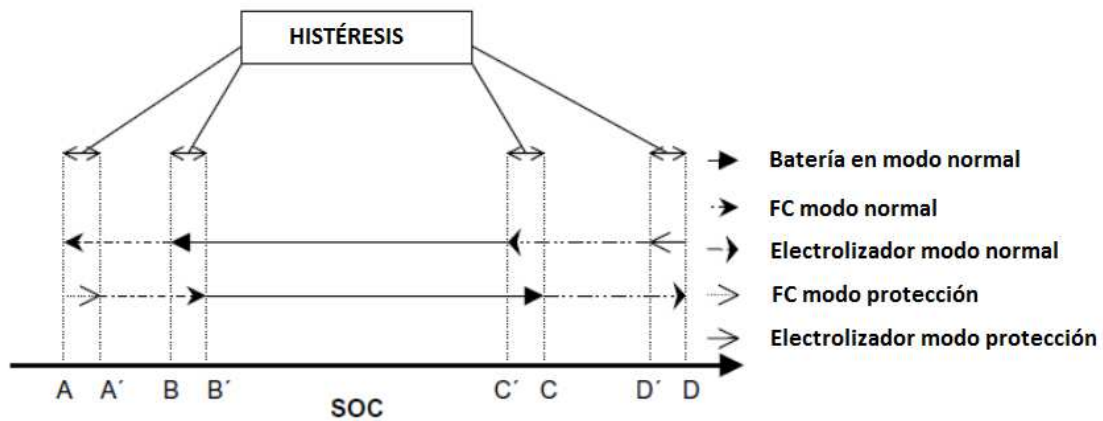


Figura 2.5.3.3.2. Estrategia de control por banda de histéresis de la planta Phoebus combinando diversos modos de operación (normal y protección).

Esta estrategia de nuevo controla el estado de carga de las baterías (SOC), evitando que las baterías se descarguen por completo (dejándolas inutilizables) o se sobrecarguen en extremo.

Para conseguir esto, combina operación a carga variable del electrolizador y pila con operación a carga constante:

- Cuando las baterías no han alcanzado unos límites críticos (BB' y CC'), ni sobrecargadas ni sobre-descargadas. Se permite el funcionamiento a potencia variable. Y los equipos almacenadores o dispensadores de energía, simplemente absorben la diferencia entre la potencia generada y la demandada.
- En el caso en el que se superen los niveles críticos (AA' y DD') se entra en el denominado “modo de protección”. El sistema tratará de recargar o descargar las baterías, según proceda. Para ello, conectará electrolizador y pila de combustible a potencia máxima y constante.

Aunque esto implica una menor eficiencia en la operación del sistema⁴, permite mayor robustez, gracias a que mantiene las baterías disponibles, con una buena solución de compromiso mediante la combinación de distintos “modos de operación”.

Otros trabajos de investigación emplean topologías con pilas de combustible reversible o RFC (Reversible Fuel Cell) y presentan la ventaja de un coste reducido, mayor eficiencia y capacidad de producción de hidrógeno.

En estos casos una estrategia de control que usa preferentemente la RFC antes que la batería para abastecer la carga permite una operación independiente de la red y una mejor utilización de la RFC comparado con un sistema que usa preferentemente la batería antes que la RFC

⁴ Debido a que no se usa la energía directamente para abastecer la carga, sino que pasa por otro elemento almacenador perdiendo eficiencia en el camino inevitablemente.

(James D. Maclay, 2007), en contraposición a otros estudios que abogan por el uso prioritario de las baterías antes que el uso de la pila de combustible (Rodolfo Dufo López, 2009).

Siguiendo con estrategias relacionadas con la propia topología de acoplamiento de la planta, hay numerosos estudios sobre el acoplamiento entre electrolizador y campo fotovoltaico. Es por ello que algunos investigadores han centrado sus estudios en mejorar la eficiencia en el camino de la energía mediante la técnica denominada de “acoplamiento directo”, mencionada con anterioridad (Rosa, 2003). Esta técnica elimina los convertidores asociados a la fuente de energía y al electrolizador, operando el electrolizador libremente, en el punto de corte de las curvas de funcionamiento de los equipos.

Se ha demostrado que operar el electrolizador en acoplamiento directo (en el caso de plantas FV), no desplaza el punto de operación del campo FV muy lejos del punto de máxima potencia, consiguiéndose hasta un 90% de la máxima potencia que se podría obtener (Nelson A. Kelly, 2010). Pero estos sistemas no son recomendables en instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica donde existe una reconversión en electricidad mediante pila de combustible, lo que conllevaría el uso de un bus de corriente y un inversor que funcionaría con muy poca eficiencia debido a la conversión de corriente desde muy bajo voltaje (H. Solmecke, 2000). Son más recomendables en sistemas donde sólo se produce hidrógeno.

Más recientemente, Tesfahunegn (Tesfahunegn, 2011) introduce una mejora en la gestión de potencia, tomando como referencia la energía a compensar en un determinado periodo de tiempo en vez de hacer un seguimiento en potencia. El control calcula una potencia media definida como: $P_m = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t P_{netL} dt$

Esta P_m será el valor a compensar, sustituyendo al cálculo tradicional de diferencia entre potencia generada y demandada ($P_{neta} = |P_{carga} - P_{generada}|$).

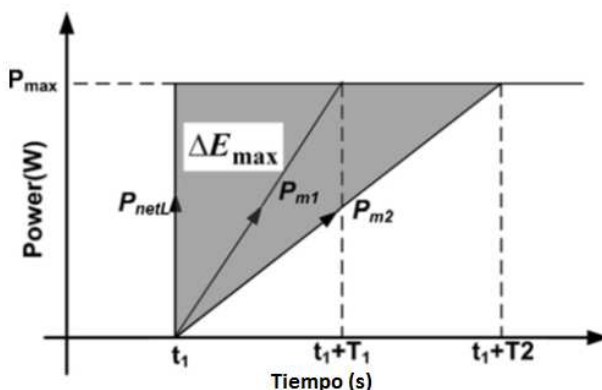


Figura 2.5.3.3.3- Estrategia de cálculo para la gestión de potencia propuesta por Tesfahunegn (Tesfahunegn, 2011).

Esta estrategia tiene como ventaja que opera de manera más suave los equipos que integran el sistema, como las baterías al proporcionar una referencia “media” resultado de la integral, en lugar del valor neto.

Debido a que el funcionamiento de estos sistemas tiende a clasificarse en diferentes modos de operación, también se han llevado a cabo trabajos usando redes de Petri para el diseño de la

estrategia de control. El principio de esta técnica de control, también es similar al control heurístico. Entrando en diferentes estados, a través de un punto de decisión (D. Lu, 2010).

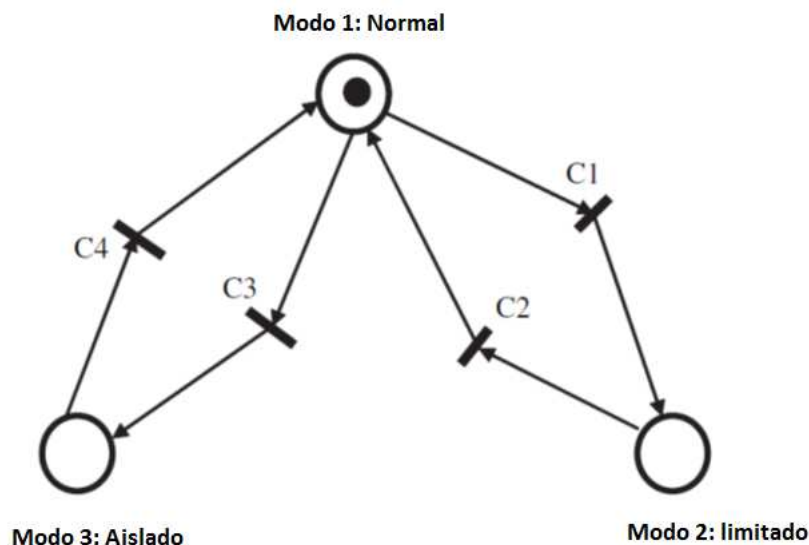


Figura 2.5.3.3.4. Estrategia de control basada en Redes de Petri. (D. Lu, 2010)

El método de diseño de la estrategia es distinto, pero el resultado final es el mismo que al que se llega planteando reglas heurísticas: Gestionar la instalación, llevándola a diferentes modos de operación, para gestionar la energía disponible y abastecer la demanda mientras sea posible.

Se puede comprobar que introducir mejoras en los algoritmos heurísticos, complica considerablemente la formulación y programación de los mismos. Haciéndolos bastante tediosos de manejar con tan sólo introducir algunas pequeñas mejoras mediante reglas de decisión. Además, a medida que añadimos diversos equipos de almacenamiento, como baterías y pilas de combustible reversibles (RFC, Reversible Fuel Cell), los algoritmos empiezan a ser más complejos desde el punto de vista de la programación; ya que se necesitan numerosas reglas de tipo “if” y bucles anidados para conseguir un adecuado funcionamiento de la planta. Es por ello, el interés de desarrollar nuevas técnicas de control en el campo.

En general todas las estrategias heurísticas siguen los esquemas presentados, con alguna pequeña variante. Dichas técnicas han presentado un funcionamiento satisfactorio, aunque también muestran dos importantes inconvenientes:

- 1- Actúan en cierto modo “a ciegas”, ya que no se tiene en cuenta el estado del sistema completo, sólo controlan directamente el SOC de las baterías. Por ejemplo, no permite un control sobre el ratio de hidrógeno producido o consumido. Incluir más parámetros de control, complica el algoritmo considerablemente.
- 2- La eficiencia en el funcionamiento del sistema no es óptima. Los *set-points* de funcionamiento determinados por el control, se centran en garantizar el funcionamiento de la planta, pasando por alto otros criterios de operación.

Estas deficiencias han tratado de suplirse mediante algunas modificaciones. En el primer nivel de la jerarquía señalada se pueden determinar los mejores niveles de potencia de funcionamiento y determinar los arranques y paradas para optimizar en cierto grado el funcionamiento de la planta y su eficiencia.

A pesar de ello, una vez entra la planta en funcionamiento, habrá variaciones en los parámetros iniciales, en la degradación de los equipos, en las condiciones climatológicas etc. De tal modo, que los parámetros de control optimizados quedan obsoletos. Se tendría que recalcular todo el algoritmo y volver a reprogramar la planta cada cierto periodo de tiempo, para mejorar el funcionamiento de la misma.

2.5.3.4. Estrategias de control basadas en Lógica Borrosa (Fuzzy Logic)

Las técnicas de control borroso se empezaron a introducir debido a la necesidad de una formulación más sencilla de las reglas de control que la ofrecida por los algoritmos heurísticos.

Estas técnicas permiten formular estrategias que mejoran la eficiencia introduciendo niveles de decisión intermedios entre: “verdadero” o “falso”. El control no será óptimo, pero es una buena solución cuando se requiere rapidez y sencillez en los cálculos, para aplicaciones donde hay numerosas reglas de decisión, como es el caso.

Hay dos principales objetivos que son consideradas en el diseño de un controlador borroso:

- El primer objetivo es reducir la energía transferida desde el sistema de almacenamiento a corto plazo (baterías) al sistema de almacenamiento para largo plazo de tiempo (hidrógeno), siempre que sea posible.
- Almacenar energía en forma de hidrógeno es muy costoso en términos de eficiencia, por tanto es preferible usar el sistema de almacenamiento a largo plazo cuando hay una gran cantidad de energía en exceso o déficit y no hay suficiente capacidad en las baterías para abastecer la demanda de periodos cortos (En realidad este es un criterio de diseño aplicable a todo tipo de controladores y es importante tenerlo en cuenta en todo momento).
- Otro objetivo adicional es prevenir el uso abusivo de las baterías. Aunque las baterías sean del tipo solares de “ciclo profundo”, no deben ser descargadas a un nivel demasiado bajo ni durante un largo periodo, con el objetivo de aumentar la vida de las mismas. Por ello es tan importante mantener vigilado del SOC de las baterías para prevenirlas de descargas profundas.

Los controladores de lógica borrosa aportan ventajas como:

1. Permiten el uso de múltiples entradas sin incrementar la complejidad del controlador.

2. Simplifica el diseño del controlador dado que el comportamiento deseado puede ser descrito y programado fácilmente en lenguaje humano, cuando matemáticamente, expresar e implementar el control en una máquina es complicado.
3. Es más adecuado que los clásicos sistemas expertos porque el comportamiento de todo el rango de entradas puede ser definido usando solo unas pocas reglas.
4. Finalmente, se argumenta que no hay necesidad de datos históricos de funcionamiento, lo cual es una ventaja sobre otros controladores que emplean cálculos off-line de inteligencia artificial para mejorar el funcionamiento, tales como redes neuronales o algoritmos genéticos.

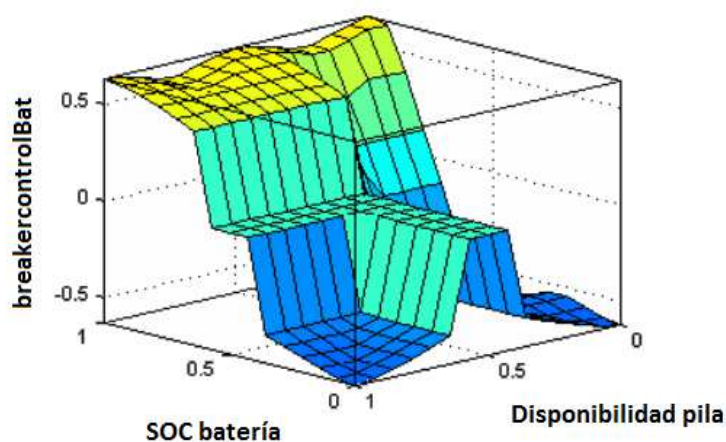


Figura 2.5.3.4.1. Superficie de control borroso para el control de potencia de la pila de combustible

Algunas de las estrategias basadas en controladores con lógica borrosa se pueden encontrar en los trabajos de Bilodeau (A. Bilodeau, 2006). Adicionalmente, una combinación de lógica borrosa y el apoyo de otro tipo de controlador, como los controladores feedforward permiten realizar una estrategia anticipatoria (E.M. Stewart, 2009).

El control borroso ha demostrado que puede gestionar el almacenamiento y el control de la energía eléctrica de la instalación. Además se puede acoplar con cálculos de predicciones meteorológicas de radiación solar y temperatura, optimizando los periodos de apagado y de potencia pico (Marc LeBreux, 2009). Por tanto, estos controladores permiten también los niveles de jerarquía en el control, anteriormente mencionados.

En este caso, el controlador de lógica borrosa es empleado para decidir la activación y desactivación de equipos, así como el punto de operación de los equipos como la pila de combustible.

Se puede conseguir cierto nivel de optimización en los set-points de funcionamiento mediante un diseño adecuado previo, en el que se calculan en base a criterios de eficiencia, los puntos de operación de los equipos. Después, el controlador puede ser implementado para que opere los equipos en esos puntos (Hajizadeh A, 2009).

Lo cierto es que en esencia, el control borroso representa lo mismo que un control heurístico, pero a un nivel un poco más evolucionado. Es decir, permite hacer unas reglas de decisión de bastante complejidad pero de manera simple.

Los resultados de los controladores borrosos son satisfactorios en cuanto a que mantienen las baterías en torno a un estado de carga definido. Aunque siguen sin ofrecer un control paralelo de los demás equipos. Esto provoca que se siga sometiendo al electrolizador y la pila de combustible a una excesiva operación intermitente. Lo que repercute de manera muy negativa en la vida de los mismos.

Evidentemente, los controladores borrosos pueden presentarse con otros añadidos y variantes que mejoren las características y prestaciones en la gestión de la planta. Por ejemplo, un control borroso mejorado, es el denominado FLFFC, o controlador de lógica borrosa *Feed-Forward*, el cual presenta la cualidad de anticipación además de sus cualidades tradicionales de regulación.

A diferencia de los controladores heurísticos, son capaces de gestionar otros parámetros importantes en la planta, que mejoran su eficiencia. Como el ratio apropiado de producción-consumo de hidrógeno como función de las entradas de potencia del sistema, de las salidas y del estado de carga de las baterías. (A. Bilodeau, 2006). Este ratio consumo/producción, será uno de los parámetros más importantes a optimizar. En principio, mientras menor sea este ratio, mayor será la eficiencia de la planta.

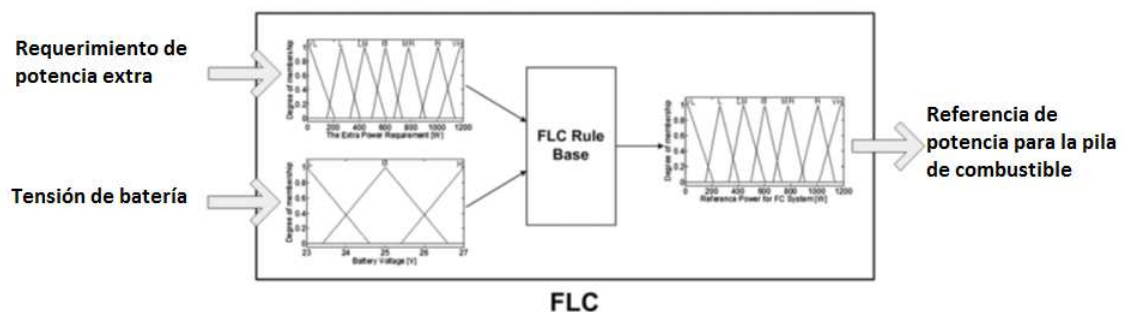


Figura 2.5.3.4.2. Esquema de diseño del controlador de lógica borrosa (A. Bilodeau, 2006)

2.5.3.5. Estrategias basadas en Inteligencia Artificial y algoritmos genéticos

Como se ha mencionado anteriormente, también se ha encontrado en el estado del arte, el uso en estos sistemas de las denominadas “Redes Neuronales”, de manera aislada o combinados con controladores de lógica borrosa. Estos controladores usan también el estado del sistema para controlar los *set-points* de potencia y el nivel de los dispositivos de almacenamiento de energía.

Cuando las instalaciones y los procesos se vuelven muy complejos, la potencia de cálculo requerida hace a veces inviable los métodos tradicionales de gestión de las plantas, sobre todo cuando se incluyen predicciones meteorológicas o recalculan continuamente on-line los *set-points* de los equipos. Es entonces cuando las redes neuronales resultan más convenientes, dado que implementar un gran número de ecuaciones no lineales para cálculos on-line, supondría una carga computacional inviable para cualquier máquina comercial, dado que muchas veces se requiere una respuesta rápida del sistema.

Sin embargo, cabe señalar que estos sistemas no han tenido el éxito esperado debido a la dificultad del entrenamiento de dichas redes. El problema está principalmente en que deben tener una gran cantidad de datos históricos para funcionar correctamente. Esto ha limitado su uso muchas veces a cálculos de predicciones meteorológicas, sustituyendo a métodos estadísticos, por encima de su uso como controladores globales en la gestión de la planta.

2.5.3.6. Técnicas de Control Predictivo basado en Modelo (MPC)

El MPC, descrito de una manera muy breve, se enmarca dentro de los controladores óptimos, es decir, aquellos en los que las actuaciones responden a la optimización de un criterio. El criterio a optimizar, o función de coste, está relacionado con el comportamiento futuro del sistema, que se predice gracias a un modelo dinámico del mismo, denominado modelo de predicción.

El control predictivo integra control óptimo, control de procesos con tiempos muertos, procesos multivariables y utiliza las referencias futuras cuando están disponibles. Al utilizar una estrategia con horizonte de control finito permite la consideración de restricciones y procesos no lineales (Camacho E.F. and Bordons C., 2004).

El control predictivo presenta una serie de ventajas sobre otros métodos, entre las que se pueden citar las siguientes:

- Se puede utilizar para controlar una gran variedad de procesos, desde procesos muy simples hasta procesos con dinámicas complejas como procesos con grandes tiempos muertos, procesos de fase no mínima, procesos inestables o procesos multivariables.
- Su carácter predictivo lo hace compensar intrínsecamente los tiempos muertos.
- Introduce un control anticipativo (feed forward) y de forma natural se compensan las perturbaciones medibles.

Aunque también presenta algunas desventajas. La mayor dificultad que presenta para su aplicación está relacionada principalmente con la necesidad de disponer de un modelo apropiado del proceso a controlar.

El MPC es una técnica de control que no sólo proporciona el máximo u óptimo, sino que tiene en cuenta también las restricciones físicas de operación de los procesos y simultáneamente

considera el estado actual del sistema y su historia para predecir las acciones futuras más convenientes (Michael C. Georgiadisa, 2009).

Hasta la fecha, según lo encontrado en el estado del arte, el control predictivo basado en modelo no se aplicado al control de una instalación con almacenamiento de energía basado en hidrógeno y baterías FCRESHBS (la topología más completa y versátil) a pesar de las mejoras que puede ofrecer.

Sí se ha utilizado para controlar los elementos individuales que componen una instalación de este tipo. Hay numerosos trabajos del control de pilas de combustible (Alicia Arce, 2010), (Pukrushpan, 2003) y del control de la carga así como varios trabajos sobre la descarga y carga de hidruros metálicos (W. Wu, 2009).

La razón puede atribuirse por un lado a la relativa complejidad que requiere el diseño de un controlador para una planta de este tipo, si consideramos que habrían de tenerse en cuenta los modelos dinámicos de todos los componentes y por otro lado al papel secundario que ha ocupado la optimización de la eficiencia en estos procesos, ya que todos los esfuerzos se centraban en asegurar el funcionamiento de la instalación.

No obstante, existen algunos trabajos realizados sobre plantas simplificadas en su topología y funcionalidad. Como el trabajo de A. del Real (Alejandro J. Del Real, 2007), donde se presenta la siguiente planta de potencia, del tipo FCPRESHS.

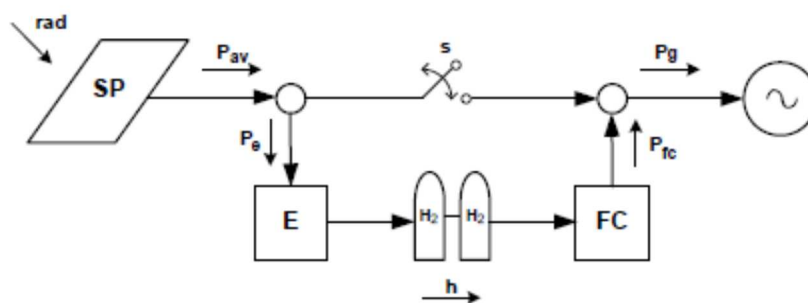


Figura 2.5.3.6.1. Esquema de Planta de potencia con almacenamiento en forma de hidrógeno y conexión a red (FCPRESHS) (Alejandro J. Del Real, 2007),

Esta planta dispone de una sola fuente renovable y almacenamiento mediante hidrógeno. Se añade un interruptor entre la fuente renovable y la conexión a red.

El control predictivo desarrollado sigue satisfactoriamente la referencia objetivo de suplir la demanda de energía, al mismo tiempo que calcula la mejor planificación del uso de la energía, que en este esquema principalmente se reduce a aprovechar al máximo la fuente de energía renovable y almacenar dicha energía cuando existe un exceso de la misma. La aplicación del MPC a esta configuración queda limitada por la imposibilidad de emplear otras fuentes de potencia o consumo alternativas como las baterías o un flujo en la red eléctrica bidireccional.

Otros autores, como Zervas (P.L. Zervas, 2008), desarrollan también un control predictivo para una instalación similar. Pero los modelos utilizados de los elementos implicados se

presentan muy simplificados. Zervas reduce todo el modelo de la planta a ecuaciones de balance de potencia eléctrica y ecuación de balance de masa de hidrógeno producido (como es usual por otra parte). La planta de potencia que estudia no incluye baterías. El modelo de la fuente renovable sí es tratado, incluyendo predicción por redes neuronales.

Sin embargo, los modelos de electrolizador y pila se simplifican a consumo eléctrico y producción de potencia. El modelo del depósito de hidrógeno, se simplifica a un balance de masa. No tiene en cuenta ningún convertidor de potencia, sólo el inversor final, dejando muy de lado el modelado dinámico de los componentes.

No se ha realizado por tanto en ninguno de los trabajos una descripción realista de las restricciones operativas de la planta. Dado que en estas instalaciones existen dinámicas muy importantes que influyen en la operación de la misma. La inercia térmica juega un papel importante. Los equipos tienen un tiempo de calentamiento que provoca cambios en los puntos de operación, en el consumo de potencia, etc.

En última instancia, lo que se resuelve mayoritariamente en todos estos trabajos es un problema de programación lineal para conseguir una optimización de la dispensación de la energía vendida o consumida a la red. Económicamente es interesante para cálculos off-line, Pero las necesidades de optimización del sistema en la operación on-line no son tratadas.

Estas carencias pueden atribuirse en muchos casos a que los trabajos de control complejo desarrollados se plantean sólo a nivel teórico de simulación, quedando ausente la parte práctica y experimental donde es necesario tener en cuenta muchos otros aspectos.

Otro ejemplo se encuentra en el trabajo de Khalid (Khalid, 2010), donde se realiza un MPC para una planta PRESBS (Plug-in Renewable Energy Source with Battery Storage)

Con un esquema como el que se presenta en la Figura 2.5.3.6.2:

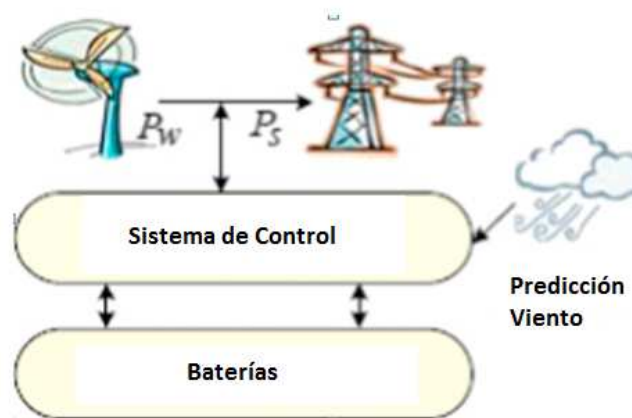


Figura 2.5.3.6.2. Esquema planta PRESBS (Khalid, 2010)

El control predictivo es aplicado satisfactoriamente en este trabajo. Las variables a controlar que se consideran, son básicamente variables de potencia eléctrica cedida a la red y almacenada. Por tanto, el problema del MPC que se resuelve tiene en cuenta restricciones eléctricas, de máxima rampa o desviación en la producción, suavizar la curva de potencia producida del AG con baterías, etc. La utilización del MPC en este caso se limita al uso del modelo del aerogenerador para obtener una predicción de la potencia eléctrica producida en función de la velocidad del viento.

Wu en (W. Wu, 2009), también acude a simplificaciones y así lo expresa en la citada publicación. En este trabajo se modela una FCPRESHS (Fuel Cell Plug-in Renewable Energy Source with Hydrogen Storage). A pesar de que se habla de este sistema completo. Finalmente sólo se centra en realizar el control predictivo para optimizar el funcionamiento de la pila de combustible y el control del fenómeno de “starvation”, no del sistema integrado al completo. Si contemplamos un horizonte temporal elevado (meses, años) esto se traduce en una notable diferencia.

Se obvia en este trabajo, como en tantos otros, el modelado dinámico del electrolizador, sistema de almacenamiento de hidrógeno y la electrónica de potencia. Por tanto todos estos elementos no son tenidos en cuenta en la optimización del control de la planta. La intensidad de corriente que consume el electrolizador por ejemplo, para una misma potencia es función de la temperatura del mismo (Véase Capítulo 4). Y al estar la intensidad directamente relacionada con la producción de hidrógeno, la eficiencia del electrolizador cambia con la temperatura.

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno tienen así mismo una dinámica compleja, especialmente los sistemas basados en hidruros metálicos, que es una de las tecnologías más prometedoras, donde la cinética y la termodinámica de las reacciones químicas involucradas rigen totalmente la absorción y desorción del hidrógeno. No son por tanto despreciables estas dinámicas. Por ejemplo, la presión de salida del hidrógeno dispensado por el hidruro depende de la cinética de las reacciones en su interior, siendo muy importante gestionar la descarga del mismo y el suministro correcto de hidrógeno a la pila de combustible.

Se puede concluir que en los trabajos existentes en el estado del arte hasta ahora, se detectan diversas áreas a cubrir:

- No se ha realizado un control para los sistemas más complejos basados en fuentes renovables con sistemas de almacenamiento híbrido. Y esto será algo frecuente dado que está demostrado que la combinación del almacenamiento en forma de hidrógeno y baterías (u otro medio de apoyo) aumenta la eficiencia, fiabilidad del sistema y durabilidad de componentes (Dutton AG, 2000).
- No se ha considerado un modelo dinámico de todos los componentes al completo para toda la planta de potencia, siempre acudiendo a simplificaciones.
- No se ha hecho una comparativa de las estrategias de control.

- No se han mostrado resultados experimentales de sistemas de potencia integrados con almacenamiento basado en hidrógeno operadas bajo sistemas de control complejo.

2.5.4. Modos de operación

Este apartado tiene como objetivo, identificar los distintos modos de operación existentes en el estado del arte y definirlos de manera consistente para poder realizar un estudio detallado del funcionamiento de los mismos. Se pretende recoger y clasificar los modos de operación que algunos autores han definido como “estrategias” y separar las estrategias de los modos de operación, siendo una contribución de este trabajo, la selección de los modos de operación resultantes.

No todos los modos de operación definidos en esta Tesis se encuentran en la literatura. Algunos de ellos han sido propiamente definidos en este trabajo y el resto han sido referenciados de trabajos existentes.

Los modos de operación se podrán clasificar según funcionen bajo criterios técnicos y o bajo criterios económicos. Los modos de operación que operan bajo criterios económicos funcionarán normalmente restringidos también por criterios técnicos en un segundo nivel. Y del mismo modo, en otros casos los criterios técnicos son los que funcionarán restringidos en última instancia por ciertos criterios económicos. Instalaciones que funcionen puramente bajo modos de operación que sólo atiendan a criterios técnicos o a criterios económicos serán poco proclives a verse en la realidad.

Para identificar de manera unívoca los modos de operación de la planta, estos han de ser independientes entre sí y de las configuración tipo. Así, los distintos modos deberían poder aplicarse a todas las configuraciones posibles, siempre y cuando las propias restricciones de componentes de la planta lo permitan.

En algunas situaciones, algunos modos de operación pueden englobar a otros, dichos modos se pueden denominar sub-modos de operación. Veremos también que hay modos que pueden ser incluso contrapuestos.

Finalmente se presentan los modos de operación identificados en la literatura:

- **MODO 1.** *SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA* (Pino, 2010).
- **MODO 2.** MAXIMIZAR PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO (Dimitris Ipsakis, 2008).
- **MODO 3.** PROLONGAR VIDA BATERIAS- FUNCIONAMIENTO DE ELECTROLIZADOR Y PILA A POTENCIA VARIABLE. (Definido en esta Tesis)
- **MODO 4.** PROLONGAR VIDA DE PILA DE COMBUSTIBLE. (Ø Uilleberg, 2003)

- **MODO 5. PROLONGAR VIDA DEL ELECTROLIZADOR.** (Ø Ulleberg, 2003)
- **MODO 6. MAXIMIZAR EFICIENCIA DE EQUIPOS** (Definido en esta Tesis)

Existe otro modo de operación, denominado “económico”, donde el sistema funciona de tal modo que en las horas valle (cuando la electricidad es barata) se almacena la energía eléctrica, en vez de venderse a la red. Posteriormente, en las horas pico, cuando la electricidad es más cara, se vende a la red eléctrica (Pino, 2010). En realidad, cualquiera de los modos expuestos anteriormente puede incorporar un comportamiento económico como el citado. Por eso no se ha considerado en este estudio este modo de operación, ya que se trataría de un tipo de control situado en una capa superior y en esta Tesis se estudian los modos de operación técnicos a nivel fundamental.

La identificación de modos de operación realizada permitirá definir una **matriz de modos de operación-configuraciones tipo**. Adicionalmente, se definirán sub-modos de operación que veremos también. Es necesario tener en cuenta que unos sub-modos de operación serán posibles y otros no, dependiendo de la configuración y el modo de operación seleccionado. También ocurrirá que otros modos de operación vendrán impuestos por el modo de operación global seleccionado, serán modos intrínsecos, productos del objetivo del modo de operación global de la planta.

2.5.5. Modo 1: Seguimiento de la demanda de energía eléctrica (MIN DIFF)

En este modo, el control relaja todas las restricciones de los equipos en cuanto a eficiencia, limitaciones operacionales, económicas o de cualquier tipo, y prioriza siempre que la demanda sea satisfecha, conduciendo así al sistema hacia el objetivo de minimizar la diferencia entre los perfiles de energía generada y demandada (Pino, 2010). Es un modo característico de sistemas aislados, hospitales, aplicaciones de telecomunicaciones o militares, ya que prima satisfacer la demanda de energía eléctrica por encima de todo.

Como se ha dicho, es típico de sistemas aislados, aunque también se puede dar en sistemas conectados a la red eléctrica, donde se han adquirido unos compromisos en cuanto a energía vendida que hay que cumplir para evitar las penalizaciones económicas correspondientes. También es el caso de que no se pueda volcar toda la energía que se está produciendo por debilidad del nodo eléctrico concreto de la red, requiriendo que la generación se ajuste a la demanda establecida, mediante el almacenamiento de la energía.

Dentro de este modo de operación pueden existir unos sub-modos de operación más básicos, que se verán más adelante.

El algoritmo por el cual se rige este modo de operación es el siguiente

- Si hay exceso de potencia, es decir la Potencia Neta($P_{gen}-P_{demandada}$) >0

- Si el estado de carga de las baterías (SOC) ≥ 75 & tanque de hidrógeno no está lleno (NHM <90)
 - Pfc=0;
 - Potencia derivada al electrolizador (P_{ez}) = Pneta
 - Si la Pneta $<$ Restricción de Potencia mínima requerida por Electrolizador (100 W)
 - $P_{ez}=0$;
 - La potencia se vende a la red $P_{red}=P_{neta}$
 - Si la Pneta $>$ Restricción de Potencia máxima electrolizador (900 W)
 - $P_{ez}=900$;
 - $P_{red}=P_{neta}-900$;
- Si ha defecto de potencia, ($P_{gen}-P_{demandada}$) <0
 - $P_{ez}=0$;
 - Si el estado de carga de las baterías SOC ≤ 40 & NHM >20
 - Activación de la pila de combustible Pfc= Pneta
 - Si Pneta $<$ Restricción Potencia mínima pila (100 W)
 - Pfc=0;
 - $P_{red}=P_{neta}$
 - Si Pneta $>$ Restricción Potencia máxima pila (900)
 - Pfc=900
 - $P_{red}=P_{neta}-P_{fc}$
 - Si el depósito de hidrógeno se agota o se llena por completo
 - $P_{red}=P_{neta}$ (negativo cuando exporta y positivo cuando importa)

2.5.6. Modo 2: Maximizar la producción de hidrógeno (MAX H2)

Este modo de operación busca aumentar al máximo las reservas de hidrógeno almacenado. Es un modo de operación más propio de instalaciones donde además se abastece a vehículos propulsados mediante hidrógeno, o el hidrógeno tiene otras aplicaciones comerciales.

También se suele emplear en instalaciones ubicadas en emplazamientos donde la climatología presenta periodos muy extremos de producción energética. En el caso de radiación solar, sería característico de latitudes muy altas y donde se prevé que se requieran grandes cantidades de energía almacenada durante largos periodos de tiempo. Por supuesto, siempre se busca satisfacer la demanda de energía eléctrica y las cargas de la instalación, pero se ajustará el funcionamiento del electrolizador para aprovechar prioritariamente toda la energía sobrante, usándolo en primer lugar, por delante de cualquier otro medio de almacenamiento de energía, como las baterías (Korpas, 2004).

Al igual que en el caso anterior, dentro de este modo de funcionamiento pueden existir otros sub-modos en función del modo de operar el propio electrolizador. El control usualmente activará el electrolizador a la potencia máxima posible, para de este modo maximizar la producción de hidrógeno, absorbiendo incluso energía de otros sistemas de almacenamiento (como las baterías o red si se da el caso). Absorberá tanta energía como le permitan las restricciones operativas de la instalación. Este modo puede activar el electrolizador a potencia

constante o variable. Si se pretende que funcione a potencia constante, y en el caso de disponer de baterías como segundo medio de almacenamiento, mantendrá operando el electrolizador a potencia nominal o máxima hasta que las baterías bajen de cierto nivel de seguridad, protegiendo así la integridad operativa de la instalación y la propia integridad física de las baterías.

El algoritmo definido para este modo funciona de la siguiente manera:

- Si la potencia neta es positiva >0 & $SOC < 50$
 - Las baterías están demasiado descargadas \rightarrow carga baterías a $P_{bat}^5 = P_{neta}$
- Si la potencia neta es positiva & $SOC \geq 50$ & tanque no lleno $NHM < 90$
 - $P_{ez} = P_{neta}$
 - Si $P_{ez} >$ Potencia máxima electrolizador
 - Se usan las baterías dado que aún pueden absorber carga.
 $P_{bat} = P_{neta} - 900$
 - Si $SOC \geq 75$
 - $P_{red} = P_{neta} - 900$;
 - $P_{bat} = 0$; $P_{ez} = 900$
- Si la potencia neta es < 0 & $SOC > 40$
 - $P_{bat} = P_{neta}$, las baterías suplen el defecto
- Si $P_{neta} < 0$ & $SOC \leq 40$ & $NHM \geq 20$ Si aún sigue habiendo déficit
 - $P_{fc} = P_{neta}$
 - Si $P_{neta} > P_{maxima\ fc}$ (900 W)
 - $P_{fc} = 900$
 - $P_{red} = P_{neta} - P_{fc}$
- Si $P_{neta} < 0$ & $SOC \leq 40$ & $NHM \leq 20$
 - $P_{red} = P_{neta}$

2.5.7. Modo 3: Prolongar la vida de las baterías (PROTEC BAT)

Este modo de operación, definido en esta Tesis, se podría clasificarse dentro de una categoría de modos que operan bajo criterios económicos, el primero de los criterios económicos es alargar el tiempo de sustitución de los equipos prolongando la vida de los mismos.

Está demostrado que el funcionamiento a potencia eléctrica variable de equipos como el electrolizador y la pila de combustible (y cualquier máquina en definitiva), aunque es perfectamente posible, limita su vida útil, ya que en la mayoría de casos los equipos soportan mejor un régimen de trabajo constante y no variable. Y aun siendo diseñados específicamente para operación a carga variable, igualmente sufrirán menor degradación si operan a potencia constante o si los ratios de variación de los set-points no son excesivamente elevados.

⁵ En realidad no se hace ninguna actuación sobre las baterías. P_{bat} es simbólico. Simplemente simboliza que no se activa ninguno de los otros medios de gestión y por tanto las baterías, que estaban acopladas directamente al bus absorben cualquier desajuste entre generación y demanda.

En este caso, como lo que se pretende proteger son las baterías, el resto de equipos serán los encargados de absorber las variaciones de la carga. Si se emplean el resto de recursos bajo este modo de funcionamiento de carga variable, liberarán a las baterías de amortiguar tales variaciones en el exceso o defecto de potencia que se produzca en la instalación, prolongando la vida de las mismas y postergando su sustitución.

Por tanto, este modo de operación se basa en que las variaciones de potencia eléctrica producto del uso de fuentes renovables sean absorbidas por otro elemento de almacenamiento que no sean las baterías. El electrolizador sería alimentado a potencia variable, absorbiendo las variaciones de energía eléctrica. Igualmente, a la hora de ceder energía procedente de los equipos acumuladores, la pila de combustible u otro dispositivo que no sea la batería, asumirá la función de acoplar el desfase entre generación y demanda operando a potencia variable. Las baterías también ceden energía, pero el control de potencia de la pila de combustible permite controlar *indirectamente* la descarga de la batería para que “no sufra”.

Es un método recomendado en el caso de que las baterías se degraden con facilidad debido a las condiciones climatológicas particulares que hacen que la fuente de energía a la entrada ofrezca ciclos de carga y descarga particularmente dañinos para las baterías.

La descripción del algoritmo se presenta a continuación:

- Si $P_{neta} > 0$ & $SOC \leq 75$ & $NHM < 90$ *Exceso de Potencia*
 - $P_{bat} = P_{cargaN}$; *Las baterías se cargan a potencia nominal (500 W)*
 - $P_{ez} = P_{neta} - P_{carga}$; *El electrolizador absorbe las fluctuaciones de potencia*
 - *Restricción de potencia mínima Electrolizador*
 - *Si potencia sobrante es mayor que máximo de potencia EZ, se vende a la red*
- Si $P_{neta} > 0$ & $SOC > 75$ & $NHM < 90$; *Si las baterías se cargan por completo*
 - $P_{ez} = P_{neta}$
 - $P_{bat} = 0$;
 - Si $P_{neta} > 900$, *resto se vende a la red*
- Si $P_{neta} < 0$ & $SOC > 40$ & $NHM > 20$
 - $P_{bat} = P_{descargaN}$; *Las baterías se descargan a potencia nominal (-500 W)*
 - $P_{fc} = P_{neta} - P_{descarga}$;
 - Restricción de potencia máxima pila
 - Restricción de potencia mínima pila
- Si $P_{neta} < 0$ & $SOC \leq 40$ & $NHM > 20$ *Si las baterías se descargan*
 - $P_{bat} = 0$
 - $P_{fc} = P_{neta}$; *La pila suministra toda la potencia*
 - Restricción de potencia máxima pila
 - Restricción de potencia mínima pila
- Si $NHM \leq 20$
 - $P_{red} = P_{neta}$; *Se importa toda la potencia de la red*

2.5.8. Modo 4: Prolongar la vida de la pila de combustible (PROTEC FC)

Este modo de funcionamiento fija el punto de trabajo de la pila a un nivel de potencia constante, con el objetivo de prolongar la vida de la misma. Por otro lado, serán las baterías las que se encarguen de absorber las fluctuaciones de carga repentinas que se puedan producir. Usar la pila a potencia constante implicará que en determinadas ocasiones la pila pueda recargar las baterías, si el déficit de potencia es menor que la potencia que está entregando la pila de combustible (E.M. Stewart, 2009).

Este es un modo de operación, que es bastante utilizado en plantas de demostración, ya que el funcionamiento a carga variable de las pilas de combustible puede degradar considerablemente la membrana de la misma, en ocasiones recurre a utilizar un sistema con dos unidades de pila de combustible. Una pila de potencia mayor que asume la carga base, funcionando a potencia constante y una pila de menor tamaño que afronta la carga variable. Esta configuración se ha descrito en el apartado 2.4.10.

Algoritmo para modo de operación PROTEC FC:

Este algoritmo sigue el mismo esquema que MINDIFF excepto para la operación de la pila de combustible

-(Idem a Mindff)
- Si $P_{neta} < 0$ & $40 \leq SOC < 50$ & $NHM \geq 20$ *banda de histéresis 50-40%*
 - $P_{fc} = 900$; *La pila se activa a potencia nominal*
 - $P_{bat} = P_{neta} - P_{fc}$; *El resto de potencia es balanceado por las baterías*
- Si $P_{neta} < 0$ & $SOC < 40$ & $NHM \geq 20$
 - $P_{fc} = 900$;
 - $P_{pred} = P_{neta} - P_{fc}$;
- Si $SOC < 40$ & $NHM < 20$
 - $P_{pred} = P_{neta}$

2.5.9. Modo 5: Prolongar la vida del electrolizador (PROTEC EZ)

Este modo de funcionamiento se caracteriza porque el electrolizador opera a la potencia nominal en todo momento (respetando por supuesto los tiempos de *warn-up*, en el arranque y haciendo una parada en rampa también). Este modo, permite aumentar la vida de un equipo tan costoso como es el electrolizador (Ø Ulleberg, 2003).

Como puede verse, no se pueden primar la protección de las baterías y a la vez el electrolizador y la pila de combustible. Por eso este modo es en cierto sentido contrario al anterior, se intenta prolongar la vida útil del electrolizador accionándolo a potencia nominal en un arranque suave, a costa de las baterías. También permitiría analizar el grado de deterioro de

las baterías, las cuales asumirán un funcionamiento a carga variable para proteger de dichas variaciones de carga al resto de equipos almacenadores.

Adicionalmente, la producción de hidrógeno del mismo, será más regular, ya que se mantendrá durante el proceso de carga una presión constante en todo momento.

Como contrapartida, se podrán producir pérdidas en la eficiencia del sistema, ya que en numerosas ocasiones, la energía que esté sobrando por parte de la fuente renovable, no supera el umbral de potencia nominal de funcionamiento del electrolizador y se tendría que tomar energía de otra fuente para mantenerlo a dicha potencia de funcionamiento. Por ello, dependiendo del objetivo global de la planta, puede ocurrir que se utilice energía de las baterías para mantener el electrolizador funcionando a potencia nominal, cuando la potencia en exceso no cumpla el mínimo antes citado, a costa de perjudicar la eficiencia energética en la operación global de la planta. O en caso de no disponer de otras fuentes, el electrolizador simplemente no se activará, desperdiciando de nuevo esa energía

El algoritmo de control de este modo de operación sigue una metodología similar al anterior:

En este caso, cuando se produce un defecto de potencia, la pila de combustible opera como el modo MINDIFF. Cuando se produce un exceso de potencia, el algoritmo adopta la siguiente forma:

- Si $P_{neta} > 0$ & $65 \leq SOC < 75$ & $NHM \leq 90$ *banda de histéresis 75-65%*
 - $P_{ez} = 900$; *El electrolizador se activa a potencia nominal*
 - $P_{bat} = P_{neta} - P_{ez}$; *El resto de potencia es balanceado por las baterías*
- Si $P_{neta} > 0$ & $SOC > 75$ & $NHM \leq 90$
 - $P_{ez} = 900$;
 - $P_{pred} = P_{neta} - P_{ez}$;
- Si $SOC > 75$ & $NHM > 90$
 - $P_{pred} = P_{neta}$
-(Idem a Mindff)

2.5.10. Modo 6: Maximizar la eficiencia de equipos, rendimiento máximo del sistema (MAX EFF)

Este último modo definido, busca emplear lo mejor posible la energía disponible en el sistema. Tanto electrolizador, como pila de combustible, como los convertidores, tienen puntos de máxima eficiencia. Y el sistema buscará operar en estos puntos todos los equipos, por encima de otros criterios técnico-económicos de operación.

Podría ser muy útil en sistemas aislados, en situaciones en las que la energía sobrante es escasa y se busca reducir las pérdidas energéticas del sistema al mínimo.

En el caso de que estemos en un estado de exceso de producción de energía, el control almacenará la energía en los dispositivos por orden de eficiencia. En el caso de que dispongamos de baterías e hidrógeno, en primer lugar las baterías y en segundo lugar se empleará el electrolizador.

En este modo, si la energía en exceso sigue superando la potencia consumida por el electrolizador, las baterías se seguirán cargando mientras el electrolizador produce hidrógeno de la manera más eficiente. Si aún hay exceso de energía, pero la energía producida va descendiendo, de tal modo que no es suficiente para mantener el electrolizador a potencia de máximo rendimiento, las baterías se encargan de mantenerlo a dicha potencia, descargándose hasta cierto valor, permitiendo el trabajo del electrolizador en el punto de máximo rendimiento en la producción del hidrógeno. Si el exceso de energía se vuelve negativo, el sistema desconectaría el electrolizador.

En definitiva, el control de la planta buscará los puntos de operación de electrolizador-convertidor y pila de combustible-convertidor de mayores índices de eficiencia. Para así tenerlos como objetivos en el funcionamiento.

El algoritmo para este modo de operación se describe en las siguientes líneas:

- Si $P_{neta} > 0$ & $65 \leq SOC < 75$ & $NHM \leq 90$ *banda de histéresis 75-65%*
 - $P_{ez} = 300$; *El electrolizador se activa a potencia de máxima eficiencia*
 - $P_{bat} = P_{neta} - P_{ez}$; *El resto de potencia es balanceado por las baterías*
- Si $P_{neta} > 0$ & $SOC > 75$ & $NHM \leq 90$
 - $P_{ez} = 300$;
 - $P_{red} = P_{neta} - P_{ez}$;
- Si $SOC > 75$ & $NHM > 90$
 - $P_{red} = P_{neta}$

- Si $P_{neta} < 0$ & $40 \leq SOC < 50$ & $NHM \geq 20$ *banda de histéresis 50-40%*
 - $P_{fc} = 300$; *La pila se activa a potencia de máxima eficiencia*
 - $P_{bat} = P_{neta} - P_{fc}$; *El resto de potencia es balanceado por las baterías*
- Si $P_{neta} < 0$ & $SOC < 40$ & $NHM \geq 20$
 - $P_{fc} = 300$;
 - $P_{red} = P_{neta} - P_{fc}$;
- Si $SOC < 40$ & $NHM < 20$
 - $P_{red} = P_{neta}$

2.5.11. Tabla resumen de modos de operación

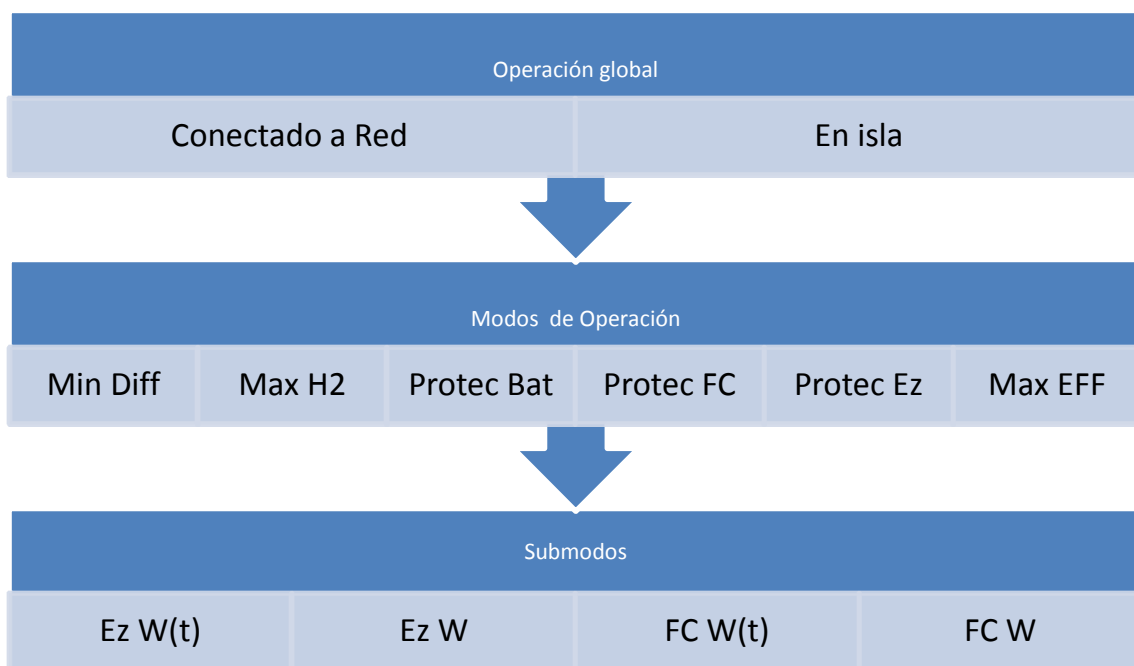
En esta sección se resumen y clasifican los modos de operación. En el primer nivel, se sitúan los modos de operación globales de la planta, que se corresponden con la configuración del mismo nombre. Que son: la “operación en isla”, o la “operación conectada a red”. Son dos

modos globales principales, a partir de los cuales podemos escoger todos los modos de operación que se encuentran en el segundo nivel.

Los modos de operación que se encuentran en el segundo escalón, son los ya definidos y descritos en los puntos anteriores.

El tercer y último nivel, lo constituyen los sub-modos de operación, que se pueden escoger a partir del modo de operación de la planta seleccionado en el nivel dos. Estos sub-modos se corresponden con funcionamientos particulares de los equipos de la instalación.

Tabla 2.5.11.1. Tabla clasificatoria de modos de operación seleccionados. W(t): funcionamiento a potencia variable; W: funcionamiento a potencia constante. Ez=electrolizador, FC= fuel cell



El resultado de analizar los modos de operación anteriores puede arrojar conclusiones importantes acerca del coste económico y eficiencia energética de cada modo de funcionamiento, sobre todo en la parte correspondiente a los ensayos experimentales que ofrece la presente Tesis.

Obtenidos los modos de operación y configuraciones tipo, podemos realizar una Matriz de “modos de operación-configuraciones tipo”. En esta matriz podemos ver qué modos de operación son posibles para cada configuración tipo.

La Tabla 2.5.11.2 de configuraciones seleccionadas combinadas con los modos de operación es la siguiente:

Tabla 2.5.11.2 TABLA CONFIGURACIONES-MODOS DE OPERACIÓN

MODO /CONFIG^{6,7}	MIN DIFF	MAX H2	PROTEC BAT	PROTEC FC	PROTEC EZ	MAX EF
RESHS	SI	SI	NO	NO	SI	SI
RESBS	SI	NO	SI	NO	NO	NO
RESHBS	SI	SI	SI	NO	SI	SI
FCRESHS	SI	SI	NO	SI	SI	SI
FCRESBS	SI	NO	SI	SI	NO	SI
FCRESHBS	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Una vez establecidas las configuraciones y modos de operación, esto permite analizar las distintas posibilidades en la operación de plantas de potencia con almacenamiento de energía. En el Capítulo 5 se analizarán las posibles simulaciones de esta tabla.

2.6. Contribución principal de esta Tesis al estado del arte

Como se ha podido ver en los apartados anteriores, queda mucho trabajo pendiente en el campo de control de este tipo de instalaciones. A nivel de simulación, sólo se encuentran algunos trabajos, ya comentados, mientras que a nivel experimental no se ha realizado ninguna demostración ni estudio de técnicas de control más allá del control básico señalado en 2.5.3.3.

Esta Tesis doctoral pretende cubrir este déficit, estudiando los posibles modos de operación de manera metódica, primero a nivel de simulación y después mediante experimentación. Desarrollando además en el marco de esta Tesis un control óptimo basado en la Teoría de Control Predictivo. Este control será implementado y demostrado experimentalmente. Constituyendo así, el primer trabajo de control avanzado de microrredes basadas en hidrógeno que haya sido validado experimentalmente.

Se pretende que esta Tesis sirva de punto de partida a distintas versiones de controladores predictivos, partiendo de la base de la estrategia de control desarrollada en esta Tesis, del uso de los modelos dinámicos y de la metodología de implementación en la instalación experimental HyLab.

⁶ Añadir a las configuraciones presentadas las variantes de múltiples fuentes de energía (MRES) no cambiaría nada en los modos de operación posibles y por tanto no se ha representado.

⁷ Añadir la variante de conexión a red (PRES o PMRES) no influye en los modos de operación seleccionados, por tanto no se ha representado para evitar redundancia, pero se considerará en el análisis posterior.

Capítulo 3:

Instalación experimental HYLAB:
Microrred de energía renovable con
almacenamiento basado en
hidrógeno

3.1. Antecedentes

La motivación de la construcción del laboratorio HyLab fue el desarrollo de una instalación experimental flexible para la investigación en la integración de las energías renovables con el vector hidrógeno. El laboratorio fue diseñado y construido durante el transcurso del proyecto del plan nacional de i+d DPI2007-66718-C04-03. La instalación tiene especiales características que le permiten implementar y estudiar diferentes modos de operación y estrategias de control. La caracterización de los equipos llevada a cabo durante el desarrollo de la presente Tesis ha permitido la validación experimental y el desarrollo de modelos matemáticos que serán presentados en el Capítulo 4. Además de la gran utilidad a la hora de validar los modelos, la instalación ha permitido ensayar experimentalmente estrategias de control para optimizar el funcionamiento de la planta, que se verán en los Capítulos 5 y 6. Esto otorga gran validez a los resultados de esta Tesis.

3.2. Descripción general de la instalación

El sistema HyLab es una instalación experimental con una estructura modular con el objetivo de alcanzar un alto grado de flexibilidad en relación a las topologías de sistemas y componentes que pueden ser investigados. La planta fue diseñada siguiendo el diagrama de Grantt que muestra la Figura 3.2.1. El diseño permite futuras ampliaciones de componentes para distintos rangos de potencia, ensayar distintas configuraciones y modos de operación. Así mismo permite ensayar individualmente equipos o el funcionamiento de la planta al completo.

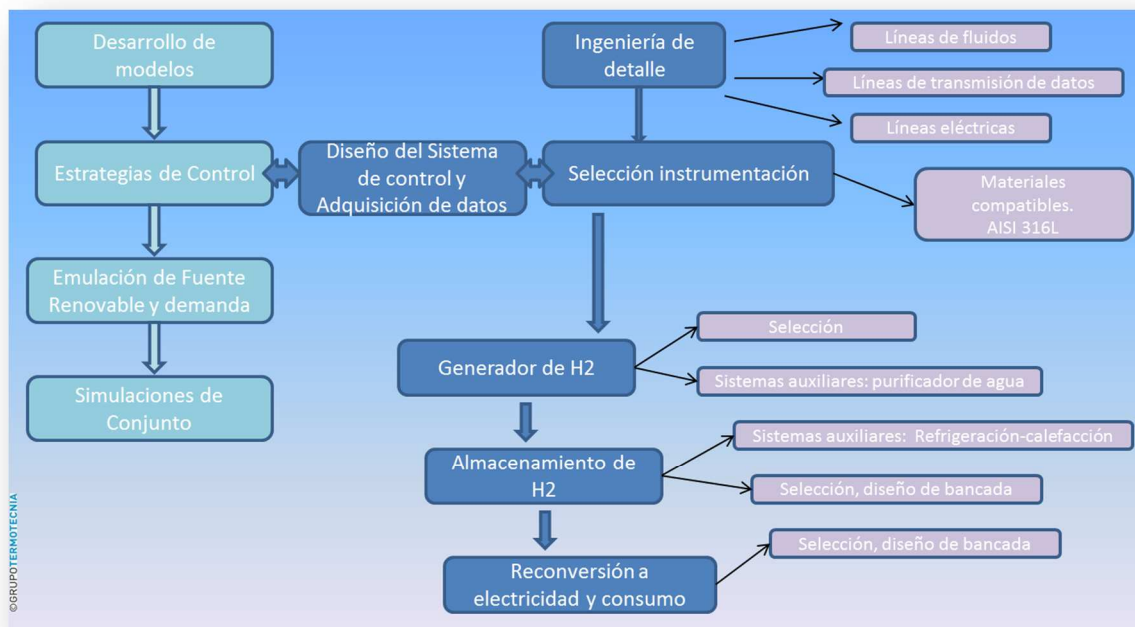


Figura 3.2.1 Diagrama de Grantt de diseño de la instalación HyLab

El sistema incluye una fuente electrónica programable para emular diversas fuentes de energía renovable, un electrolizador tipo PEM (Proton Exchange Membrane) para la producción de hidrógeno, un depósito de hidrógeno basado en hidruros metálicos, un banco de baterías de plomo-ácido, una pila de combustible tipo PEM y finalmente una carga electrónica programable para emular diferentes condiciones de demanda.

La instalación dispone además de todos los dispositivos auxiliares para el correcto funcionamiento de la planta. Tales como: Desionizador de agua, agua de refrigeración y calefacción, nitrógeno para inertización, detectores de fugas, etc. La Figura 3.2.2 muestra una imagen del sistema HyLab donde se pueden observar los equipos principales anteriormente mencionados. Así, podemos considerar a esta instalación como una microrred de energía renovable con almacenamiento energético basado en hidrógeno y baterías.

Las características técnicas principales de los diferentes componentes se encuentran resumidas en la Tabla 3.2.1.

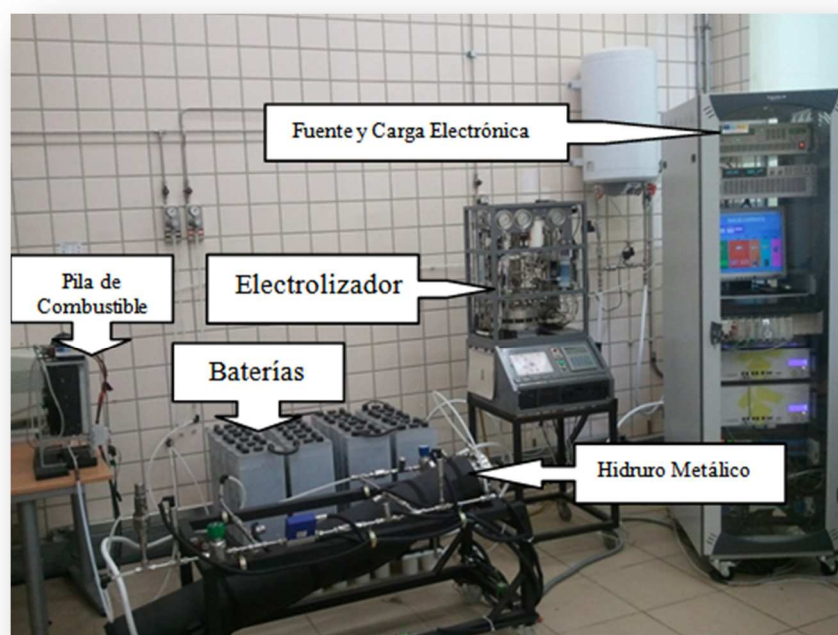


Figura 3.2.2. Microrred experimental del laboratorio HyLab que incluye: electrolizador y pila de combustible tipo PEM, depósito de hidrógeno basado en hidruros metálicos, banco de baterías de plomo-ácido, carga y fuente electrónica programable.

Esta microrred puede funcionar de la siguiente manera: la fuente electrónica de 6 kW puede emular la potencia generada por diversos tipos de fuentes renovables. El exceso de energía procedente de la fuente renovable puede ser almacenado mediante las baterías o mediante la producción de hidrógeno a través del proceso de electrólisis. El hidrógeno producido en este proceso se almacena en el tanque de hidruros metálicos. Finalmente la pila de combustible hace uso del hidrógeno cuando es necesario suplir la demanda por ausencia de generación de potencia de la fuente renovable.

La Figura 3.2.3, muestra un esquema eléctrico de la instalación con los convertidores de potencia usualmente necesarios en este tipo de microrredes. No obstante, en la microrred HyLab

solamente dos convertidores son necesarios (el convertidor correspondiente al electrolizador y el de la pila de combustible), debido al hecho de que los convertidores asociados a fuente renovable y carga son emulados electrónicamente. Todos los equipos se encuentran conectados a través de un bus de corriente en CC, cuyo voltaje es mantenido por el banco de baterías (conectadas directamente) a alrededor de 48 voltios.

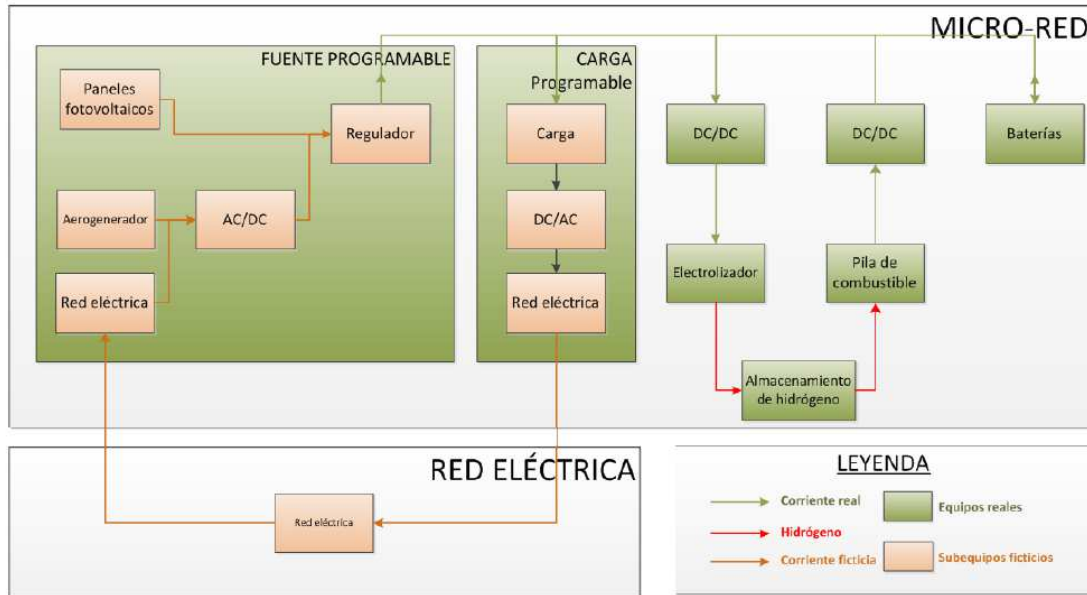


Figura 3.2.3. Esquema de principio de la microrred HyLab (incluyendo convertidores emulados)

Todo el sistema es gestionado por un PLC que recibe todas las señales de los sensores y gestiona la actuación de las electroválvulas y set-points de los equipos. Para ello, HyLab dispone de un sistema de comunicaciones como el que se muestra en la Figura 3.2.4, basado en comunicación CANOpen. El bus CAN permite controlar la pila de combustible y ambos convertidores de potencia. El elemento restante, el electrolizador, se comunica con el PLC central mediante comunicación OPC (Ole Process Control). Los servidores son capaces de leer y escribir variables en el PLC de la planta y servir la información relevante a través de la aplicación cliente, en nuestro caso un sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), que funciona como un intercambiador de variables entre los dos PLCs (el del electrolizador y el de control general).

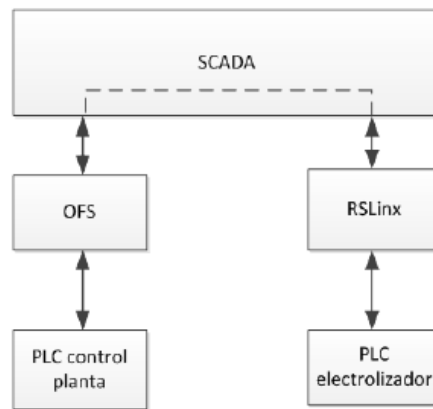


Figura 3.2.4 Esquema de comunicaciones OPC del PLC, SCADA y electrolizador

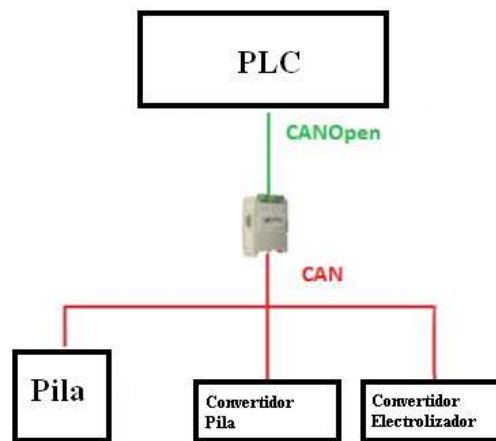


Figura 3.2.5 Esquema de comunicaciones PLC, pila de combustible y convertidores

El Sistema SCADA de que dispone HyLab registra datos, controla, administra y configura el sistema, además de supervisar el proceso completo.



Figura 3.2.6. Pantalla principal del sistema SCADA

El SCADA, está basado principalmente en seis pantallas, en las cuales pulsando sobre cada equipo podremos visualizar sub-pantallas para la configuración, visualización, registro y guardado de las variables del sistema.

También dispone de un dispositivo virtual, para el guardado de parámetros de configuración, el cual cada 2 segundos revisará si coinciden los valores de dichas variables del PLC con los almacenados en el dispositivo. En caso de no coincidir se actualizará con los valores guardados en el PLC. Se dispone también de dos bases de datos en formato DBF que suministrará los datos de generación y demanda al SCADA, y este al PLC de control.

Tabla 3.2.1 Equipamiento de la microrred de Energía Renovable del Laboratorio

Equipo	Capacidad Nominal	Fabricante
Fuente Electrónica programable	6 kW	POWERBOX
Carga Electrónica programable	2.5 kW	AMREL
Electrolizador PEM	0.23 Nm ³ /h @ 1 kW	HAMILTON-STD
Depósito de hidruros metálicos	7 Nm ³ , 5 bar	LABTECH
Pila de combustible PEM	1.5 kW @ 20 NI	MES-DEA
Banco de baterías plomo-ácido	C ₁₂₀ =367 Ah	EXIDE
Purificador de agua	3 L/h @ 15MΩ	MILLIPORE
PLC	M340-Canbus	SCHNEIDER
Convertidores DC-DC	1.5kW, 1 kW	WINDINERTIA

Un esquema más detallado de la ingeniería e infraestructura de que dispone el laboratorio HyLab se puede encontrar en la Figura 3.2.7, que muestra el diagrama de procesos en instrumentación (P&ID) planteado en el diseño inicial. Este diagrama muestra las conducciones instaladas y previstas en caso de ampliación del laboratorio, las electroválvulas de control y sensores de medida de que dispone el laboratorio. El cambio más relevante de esa versión inicial es la omisión del regulador de carga para las baterías, a la vista de que era la tendencia en los sistemas de este tipo.

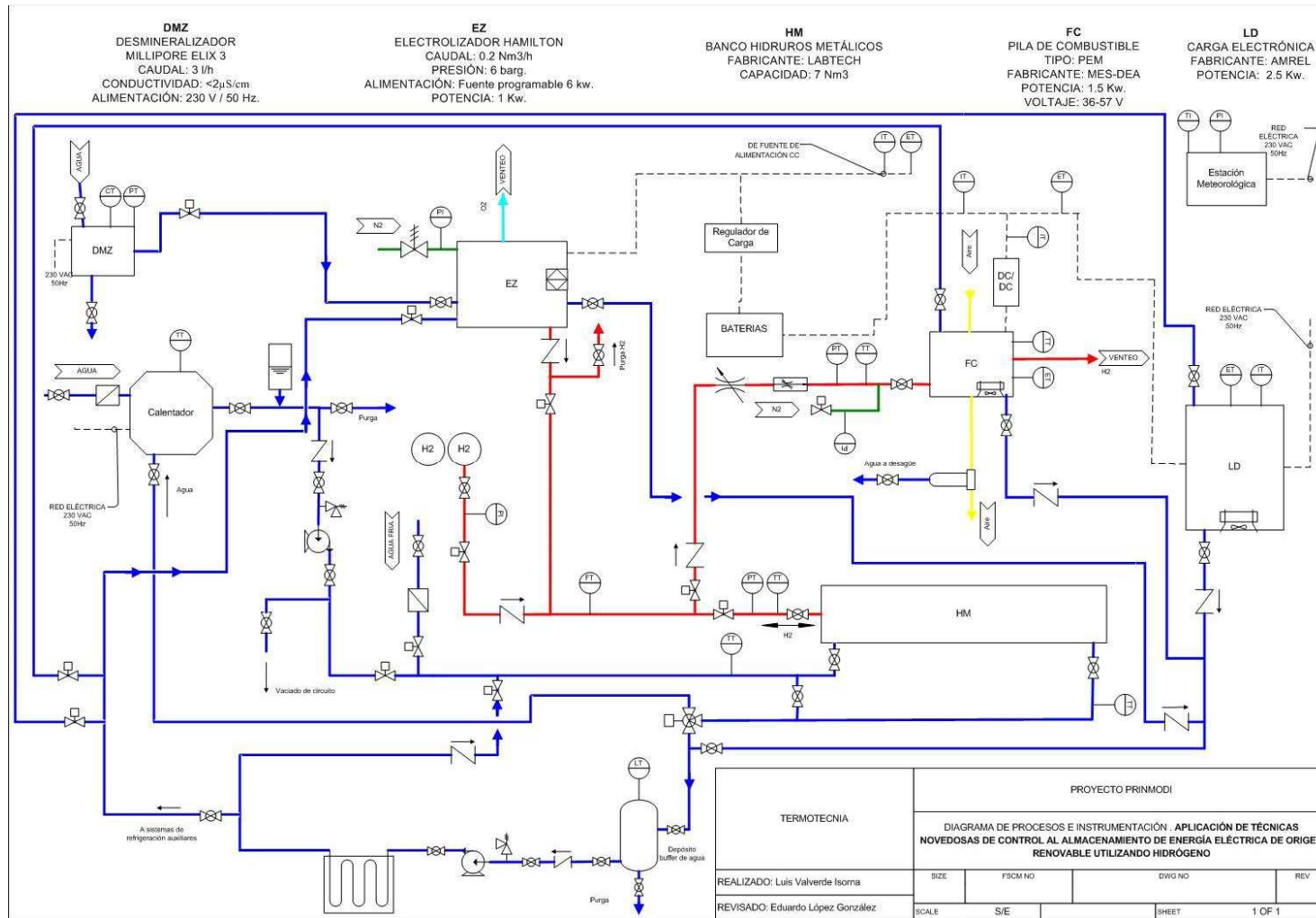


Figura 3.2.7. P&ID del laboratorio de hidrógeno HyLab

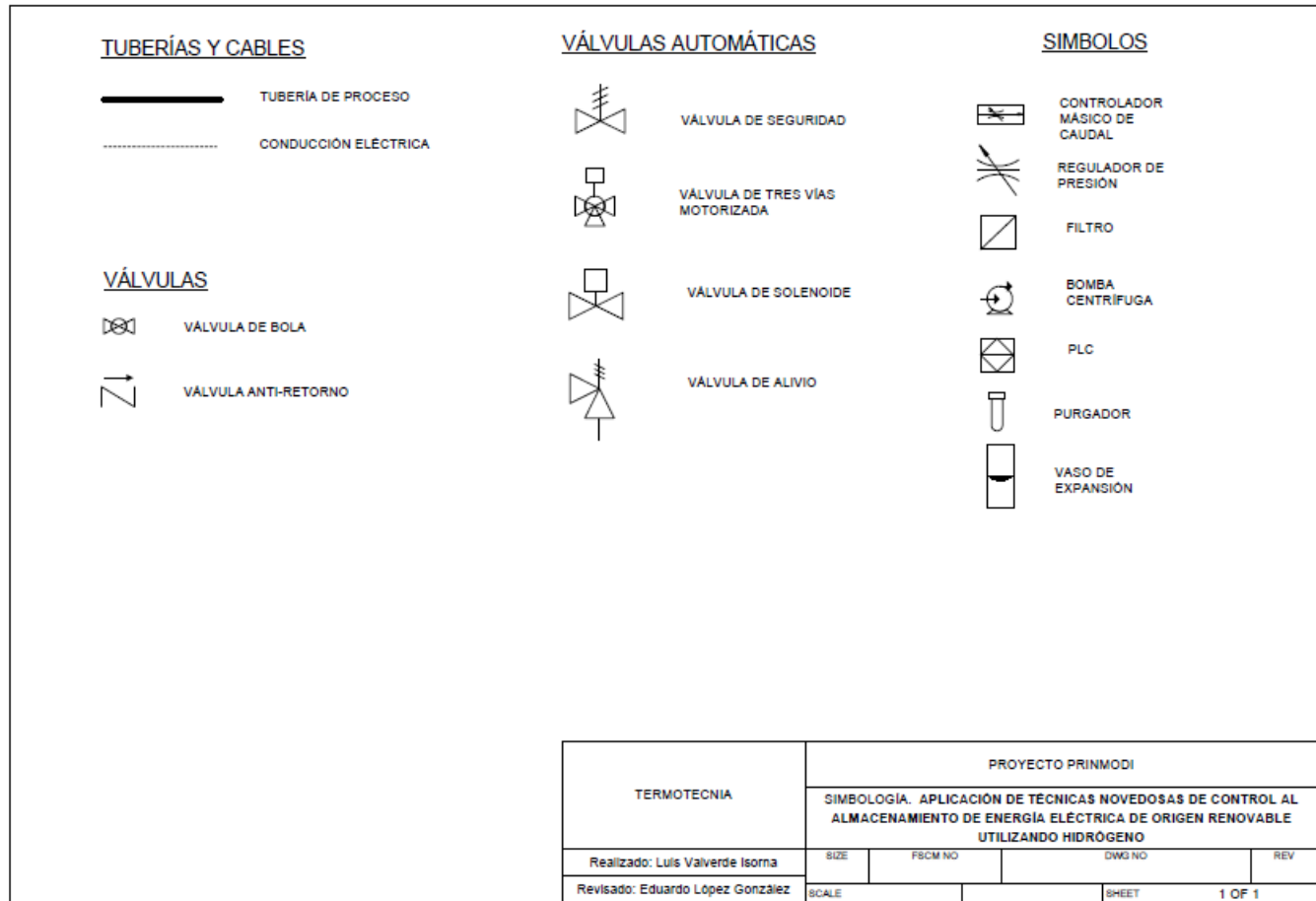


Figura 3.2.8 Simbología del diagrama P&ID

3.3. Descripción de componentes del sistema HyLab

3.3.1. Fuente de Energía renovable y demanda eléctrica

La fuente de energía renovable es emulada mediante una fuente electrónica programable. Usar una fuente programable en lugar de un dispositivo real (aerogenerador o panel fotovoltaico) evita la dependencia de las condiciones meteorológicas a la hora de realizar los ensayos. Además añade una gran flexibilidad a la instalación, permitiendo emular cualquier fuente renovable sin pérdida alguna de realismo en las pruebas. Del mismo modo, se seleccionó una carga electrónica para emular diferentes condiciones de la demanda y añadir flexibilidad al sistema. Así, se pueden emular diferentes perfiles de consumo de una vivienda, de la red eléctrica o de cualquier carga que se desee. Tanto fuente electrónica como carga son controladas por control analógico desde el PLC.

La fuente programable dispone de una alimentación trifásica, con su propia protección eléctrica. La fuente incorpora unos puertos de comunicación analógica en tensión que permite establecer una consigna de control remoto en forma de consigna de tensión y otra de corriente, estos puertos están conectados a las salidas analógicas del PLC. Las salidas del PLC controlan en corriente, por lo que disponen de divisores de tensión, con resistencias, para convertir las señales de control a tensión de 0-10VDC. Análogamente, la fuente ofrece dos puertos de medidas de la tensión y corriente real a la que está trabajando la fuente de alimentación. Estas señales están conectadas a las respectivas entradas analógicas del PLC creando así una realimentación de control.

Además la fuente dispone de una señal de emergencia, que corta la producción eléctrica inmediatamente al recibir una señal del PLC. Este puerto está conectado directamente al contacto normalmente abierto de la seta de emergencia. La fuente está colocada en el armario de control sobre unos railes.

La carga electrónica se alimenta de corriente alterna monofásica. Esta alimentación está aguas abajo de la protección contra contactos indirectos que tiene instalada, y la protección contra sobrecorriente de que dispone el laboratorio.

La carga puede ser contralada según el modo seleccionado, potencia, corriente, tensión o resistencia. Incorpora una señal de consigna que controla proporcionalmente el modo deseado, el cual estará conectado a una salida digital del PLC. De manera análoga a la fuente, la carga dispone de dos puertos de señales de medidas de tensión y corriente real a la que está trabajando. Estas señales están conectadas a las respectivas entradas analógicas del PLC.

En el sistema SCADA mencionado se pueden introducir directamente los perfiles de

generación y demanda a emular. La fuente y carga, operadas en “power mode”, que implica controlar la potencia, reproducen los perfiles de potencia que se han obtenido previamente mediante simulación de modelos (Figura 3.3.1.1), a partir de datos meteorológicos y de demanda reales.

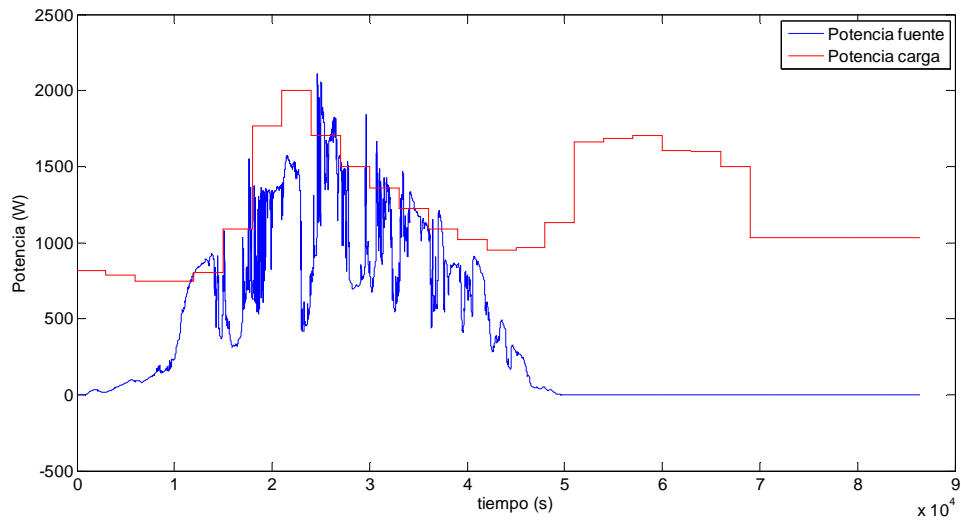


Figura 3.3.1.1 Perfil potencia simulado para la fuente y carga electrónica (caso de campo fotovoltaico como fuente renovable y demanda de vivienda)

La consigna de la potencia generada es efectuada correctamente por la fuente programable. Por otro lado, la consigna de la demanda asignada a la carga electrónica tiene mayores problemas para ser seguir la consigna. No obstante, el error que se comete no es importante y no altera los resultados que se puedan obtener en la experimentación.

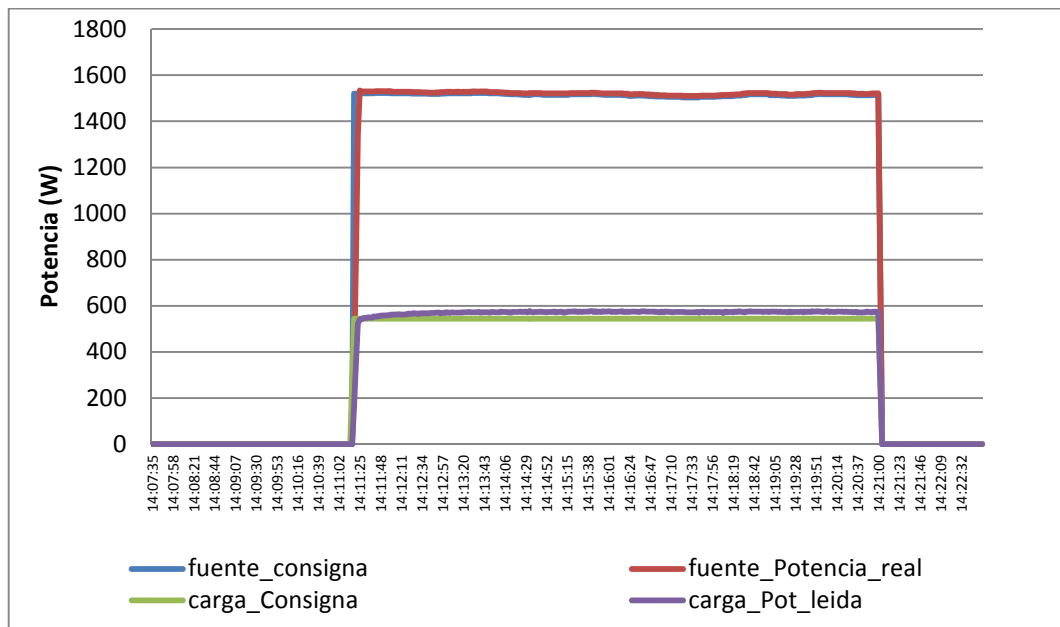


Figura 3.3.1.2 Potencias de consigna frente a real en la fuente y la carga electrónica

3.3.2. Electrolizador PEM

Un electrolizador es un dispositivo diseñado para la producción de hidrógeno mediante la descomposición del agua en hidrógeno y oxígeno a través del proceso de electrólisis.

El principio que rige el funcionamiento de un electrolizador es el mismo que rige el funcionamiento de una pila de combustible con la diferencia de que la reacción electroquímica se dará en sentido contrario. Por tanto será necesario aportar energía para separar dos moléculas de agua en dos moléculas de hidrógeno y en una molécula de oxígeno, esta energía se aporta en forma de energía eléctrica (Rosa, 2003).

El descubrimiento de la electrólisis del agua fue en medio ácido, y posteriormente se fueron utilizando diferentes métodos como el medio básico (Pino, 2010). Actualmente la electrólisis de agua en medio ácido se realiza mediante el uso de la tecnología de membrana polimérica de intercambio de protones en estado sólido (electrolizadores tipo PEM).

Esta descomposición tiene lugar en dos reacciones parciales en los electrodos del sistema, separados por un electrolito que es capaz de conducir iones. En el electrodo negativo o cátodo se produce hidrógeno y en el positivo o ánodo se libera oxígeno (Pino, 2010). El electrolizador está compuesto por una serie de celdas electrolíticas, que a su vez están formadas por:

- Dos electrodos: cátodo y ánodo.
- Un electrolito que transporta los iones entre el ánodo y el cátodo. Que puede ser ácido (electrolito en estado sólido) o alcalino (líquido).

En los electrolizadores poliméricos PEM el electrolito se sustituye por una membrana conductora de iones, normalmente nafion®. El cátodo es normalmente de platino y el ánodo un óxido de rutenio hidratado. Se alcanzan densidades de corriente muy elevadas, de entre 0.6 y 2 mA/cm² (Marcelo Carmo, 2013).

La electrólisis mediante electrolizadores tipo PEM presenta como ventajas una mayor seguridad y fiabilidad al no existir un fluido en movimiento, una mayor pureza de los gases obtenidos, y una mayor densidad de corriente (Barbir, 2005).

En la Figura 3.3.2.1 vemos un esquema de una celda donde se produce la electrólisis.

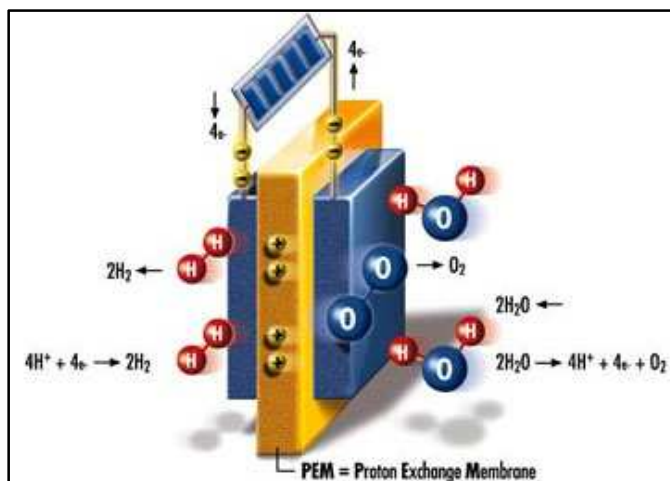


Figura 3.3.2.1. Esquema de principio para una monocelda de un electrolizador PEM.

El electrolizador Hamilton del laboratorio HyLab, es de tipo PEM, modelo SPE-HG de 1 kW de potencia eléctrica, disocia las moléculas de agua en hidrógeno y oxígeno gas. Este electrolizador fue diseñado para una operación automática a 690 kPa de presión de hidrógeno. El hidrógeno gas producido alcanza una pureza del 99% después de una hora de operación según el fabricante. Durante el arranque, se ventean las impurezas de vapor de agua y nitrógeno provenientes de las purgas durante dos minutos, además, otras posibles impurezas que pueda contener son filtradas por los filtros que contiene el hidruro metálico finalmente. La unidad del electrolizador incluye su propio PLC, stack de 6 celdas en serie, instrumentación y acondicionadores de señal. El controlador del electrolizador permite la operación del mismo hasta corrientes de 80 Amperios (y un mínimo de 5 Amperios). Siendo la producción de hidrógeno a 80 Amperios de 3,6 estándar litros por minuto. La temperatura máxima del equipo es 60°C. Una vez alcanzada esta temperatura, la refrigeración por aire comienza a funcionar. El ventilador es capaz de evacuar todo el calor generado, haciendo descender la temperatura del stack hasta un valor de 55° C donde se vuelve a desconectar la refrigeración. Es decir, el ventilador funciona con una banda de histéresis.

El programa del autómatas ha de supervisar el sistema manteniendo la seguridad de éste en todo momento mediante apagados de emergencia automáticos en caso de detectarse una alarma. Además debe de inicializar el sistema durante el proceso de arranque. Finalmente debe operar el stack para producir hidrógeno de forma apropiada.

El electrolizador requiere de agua de gran pureza, con una conductividad inferior a 5 $\mu\text{S}/\text{cm}$. El agua es mantenida en un depósito sellado hasta su uso. La calidad de la misma es constantemente monitorizada por el sistema de purificación de agua, que se encarga de eliminar el agua del tanque cuando pierde su calidad y producir de nuevo agua desionizada.

La Figura 3.3.2.2 muestra una fotografía del electrolizador. Más datos técnicos y de funcionamiento interno del electrolizador se pueden encontrar en el Anexo I de esta Tesis.



Figura 3.3.2.2. Fotografía del electrolizador PEM de 1 kWe Hamilton.

Tabla 3.3.2.1 Características Técnicas Electrolizador SPE-HG

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Máxima potencia Eléctrica	1 kW
Rango de voltaje de operación	9-11 Vdc
Producción de hidrógeno	0.23 Nm ³ /h @ 1 kW
Temperatura máxima del stack	60 °C
Presión de hidrógeno	6 barg
Presión de oxígeno	2 barg
Alimentación	DC
Electrolito	PEM
Número de celdas en serie	6

3.3.3. Pila de Combustible

Una pila de combustible es un dispositivo capaz de generar electricidad a partir de un compuesto químico (combustible). Dicho compuesto sufre una reacción electroquímica, que se aprovecha para redirigir una corriente de electrones generada, a través de un circuito. El combustible es oxidado en un lugar físico diferente (ánodo) de donde se reduce el comburente (cátodo) (DoE, 2000).

Las pilas de combustible se diferencian de una pila convencional en varios aspectos. En primer lugar, la batería es un dispositivo de almacenamiento de energía, por ello, la máxima energía disponible en una batería viene determinada por la cantidad de reactantes químicos almacenados en ella. La batería dejará de producir energía eléctrica cuando los reactivos se hayan consumido. Las pilas de combustible, sin embargo, se pueden definir como dispositivos de conversión de energía que tienen la capacidad de producir energía eléctrica continuamente siempre que se alimente a los electrodos de combustible y de comburente.

Las pilas de combustible se encuentran constituidas por varias celdas individuales conectadas eléctricamente en serie. Las celdas contienen una matriz con electrolito que se encuentra en contacto a cada lado con un electrodo, ánodo y cátodo (ver Figura 3.3.3.1).

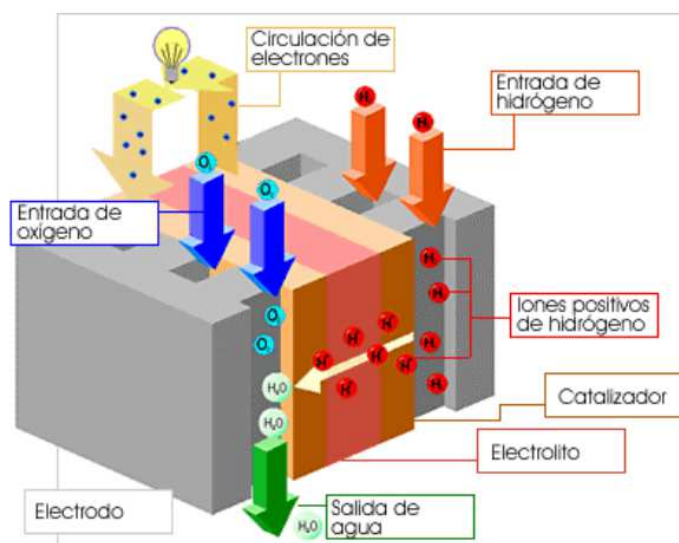


Figura 3.3.3.1 Esquema de funcionamiento de una celda de pila de combustible

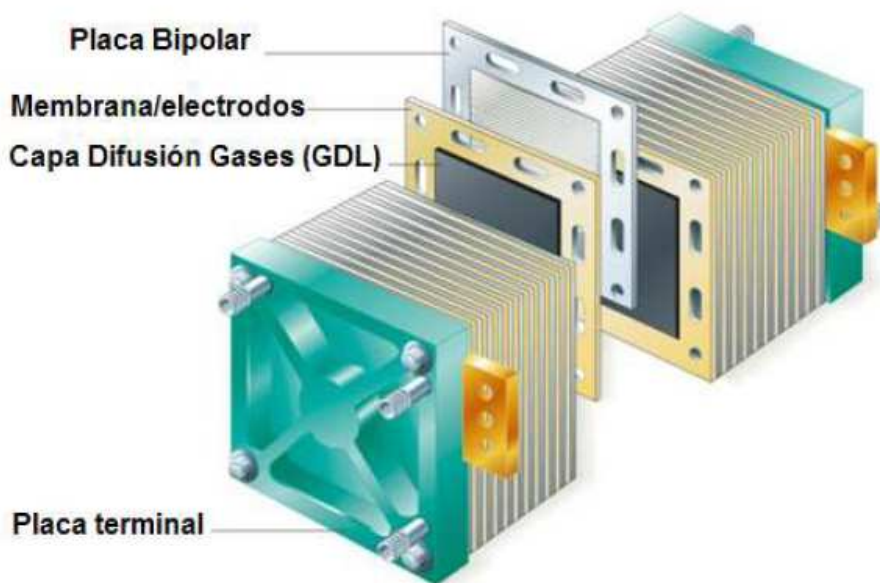


Figura 3.3.3.2 Esquema de un stack de pila de combustible (Iranzo, 2010)

Las celdas individuales se conectan a través de una placa separadora (placa bipolar). Al conjunto que resulta de la conexión de múltiples celdas en serie junto con las placas bipolares, se le denomina "stack" (Figura 3.3.3.2).

A continuación se describen sucintamente los distintos componentes dentro de una pila de combustible:

- *Electrolito*

Medio responsable del transporte de los iones necesario para que se completen las dos semirreacciones en los electrodos.

Existen distintos tipos de electrolitos, que dependiendo de la carga del ion que conduzcan se clasifican en ácidos o alcalinos. Los electrolitos pueden ser disoluciones acuosas ácidas o alcalinas, sales fundidas o sólidos poliméricos o cristalinos con alta permeabilidad iónica. Cada electrolito presenta una temperatura a la que su conductividad iónica es máxima, lo cual, determina la temperatura de operación de la pila de combustible (DoE, 2000).

La pila de combustible que se encuentra en el Laboratorio de Hidrógeno HyLab tiene un electrolito sólido polimérico. Se trata de una matriz polimérica capaz de conducir cargas positivas (protones) o más exactamente el ion hidronio H_3O^+ . Es decir, de tipo PEM (Proton Exchange Membrane o Polymer Electrolytic Membrane). Señalar que dicha membrana necesita estar lo suficientemente hidratada para mantener una buena conductividad iónica. La adecuada humidificación es muy importante en una pila de combustible.

- ***Electrodos***

Los electrodos se pueden dividir en dos partes una capa con el catalizador y otra formada por el medio poroso y son uno de los componentes más importantes de una pila de combustible.

Deben permitir el contacto de lo que se conoce como las tres fases: el gas que reacciona, el electrolito (membrana) (que aporta o recibe los iones necesarios o producidos por la reacción) y el propio electrodo (que aporta o recibe los electrones necesarios o producidos por la reacción).

El gas atraviesa el medio poroso hasta llegar a la fina capa con propiedades catalíticas. El objetivo de este medio poroso es que el gas que lo atraviesa se difunda con la mayor homogeneidad posible hacia la capa electrolítica, que es donde se realiza la semirreacción electroquímica. Como catalizador es muy utilizado el platino. Diversas investigaciones buscan otros tipos de catalizadores más baratos y eficientes (DoE, 2009). También existen inconvenientes relacionados con la degradación y contaminación de los electrodos. El platino puede ser envenenado por impurezas como el CO, perdiendo sus propiedades y dejando inutilizable la pila de combustible (Barbir, 2005).

- ***MEA (Membrane Electrode Assembly)***

Al conjunto formado por la membrana con el electrolito y con los electrodos uno a cada lado se le denomina por las siglas en inglés “MEA” (Membrane Electrode Assembly).

- ***Cámaras de gases***

En el lado exterior de los electrodos existen unas cámaras que se ocupan del suministro de gases a los mismos. Dichas cámaras tienen una entrada de gases, y generalmente una salida para el gas que no ha reaccionado. Pueden ser desde un simple espacio abierto, hasta complejos circuitos de canalización, diseñados para mantener condiciones de presión parcial de dichos gases uniformes en toda la superficie del electrodo.

Las pilas de combustible tipo PEM pueden funcionar básicamente de dos modos distintos, “flow-through” y “dead-end”. En el modo “flow-through” la corriente de hidrógeno fluye continuamente a través del ánodo, por lo que sale de éste de manera continua. Debido a el funcionamiento descrito, el hidrógeno que no haya reaccionado se va en la corriente de salida, no aprovechándose así el hidrógeno al máximo, por lo que, para aprovecharlo al máximo, habría que recircular la corriente de salida (James Larminie, 2003).

En el modo “dead-end” la salida del ánodo se cierra, permaneciendo el hidrógeno en el ánodo hasta que este se ha consumido totalmente o hasta que la concentración de hidrógeno desciende a un nivel en el cual la reacción reduce su cinética a niveles no deseados. Este sistema conlleva una mejora de la eficiencia y a una simplificación del sistema. Por ello para el laboratorio se eligió este tipo de sistema al no ser necesario el uso de recirculación y a su mayor eficiencia.

La gestión de la humidificación en estos tipos de sistemas es vital para mantener la humedad de la membrana y prevenir la condensación del vapor (Iranzo, 2010). La humidificación óptima de estas pilas de combustible varía ampliamente conforme la densidad de corriente varía. La pila PEM del laboratorio es auto-humidificada, esto sin duda simplifica el proceso. La pila de combustible del laboratorio HyLab es el modelo de 1.5 kW de la firma MES-DEA. Consta de 60 celdas y funciona en dead-end como se ha señalado. Viene equipada con su propia unidad electrónica de control y un software de supervisión. El stack puede generar una tensión de entre 36 y 57 V con una corriente de hasta 55 A. El consumo de H₂ es de 0,1 kg/h a plena carga. Lo que supondría una eficiencia del 45%⁸.

Las purgas, necesarias para eliminar impurezas, se producen cada 20 segundos, y tienen una duración de 0,5 segundos durante el cual se ventean 0.045 NI de hidrógeno.

El equipo completo consiste en el “stack”, un ventilador de refrigeración y un compresor para el aire de reacción, tres válvulas de hidrógeno y la unidad de control electrónica (ECU). Los distintos componentes se pueden identificar en la Figura 3.3.3.3:



Figura 3.3.3.3. Pila de combustible PEM, 1.5 kW.

⁸ Referida al PCI del hidrógeno

- A PEM FUEL CELL STACK
- B Unidad de control electrónica
- D Compartimento auxiliar del hidrógeno
- 2 Ventilador de aire de reacción
- 9 Terminal de salida de potencia (positivo)
- 10 Terminal de salida de potencia (negativo)
- 23 Cables de conexión externa

Las principales características técnicas de la pila de combustible se presentan resumidas en la Tabla 3.3.3.1:

Tabla 3.3.3.1 Características Técnicas de la Pila de Combustible Mes-Dea

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	
Máxima potencia Eléctrica	1.5 kW
Máxima potencia Térmica	1.5 kW
Salida de voltaje no regulada	36-57 V (60 celdas)
Consumo de hidrógeno a plena carga	20 NI/min (0.1 Kg/h)
Temperatura máxima del stack	63 °C
Sobrepresión del Hidrógeno	0.4-0.5 barg
Presión del aire	Atmosférica
Alimentación	Modo Dead-end
Temperatura ambiente	>0 hasta 35 °C

La unidad de pila de combustible dispone de su propio controlador, incluido en una “ECU” (Electronic Control Unit). La ECU monitoriza todas las variables internas de la pila, necesarias para gestionar adecuadamente el funcionamiento de la misma (caudal de aire, la temperatura del stack, la tensión en bornes y la corriente de salida entre otros parámetros).

El suministro de los reactantes es un factor decisivo a la hora de una operación adecuada del sistema (Barbir, 2005) . Por ello, un regulador de presión, situado a la entrada de la pila, adapta la presión variable del depósito de hidruros a la presión requerida por la pila.

La curva de polarización de una monocelda y la potencia que puede dar, se muestran en la

Figura 3.3.3.4. Esta gráfica ha sido ofrecida por cortesía del fabricante.

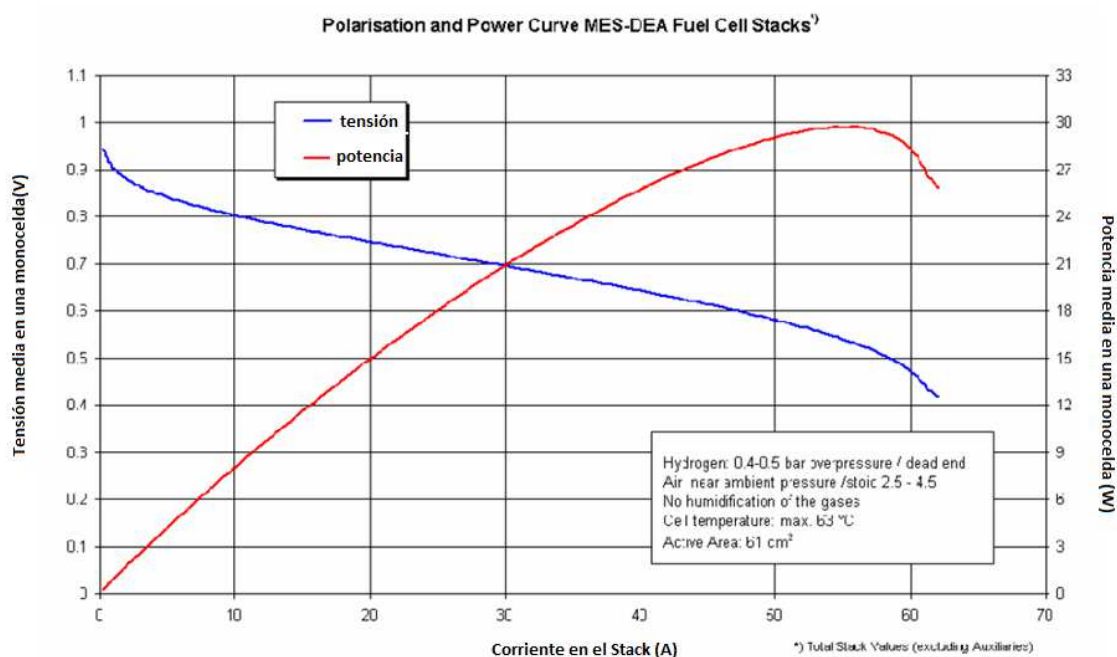


Figura 3.3.3.4 Curva de polarización ofrecida por el fabricante para una monocelda de la pila de combustible Mes-dea

3.3.4. Hidruros Metálicos

El depósito de Hidruros Metálicos (HM), mostrado en la Figura 3.3.4.2 es del tipo AB5, en concreto una aleación del tipo $\text{LaNi}_{4.7}\text{Al}_{0.3}$, que absorbe el hidrógeno a una presión máxima de 5 barg y desorbe a un mínimo de 2 barg. El hidruro, un material poroso como el que se muestra en la Figura 3.3.4.1, se dispone dentro de unos cilindros en una estructura de acero inoxidable en forma de intercambiador de carcasa y tubo que conforma el tanque de almacenamiento de hidrógeno. El tanque, mostrado en la Figura 3.3.4.2 tiene una capacidad máxima de 7 Nm^3 .



Figura 3.3.4.1 hidruro metálico



Figura 3.3.4.2. Tanque de hidruro metálico para el almacenamiento de Hidrógeno

La carga del HM (proceso de absorción del hidrógeno) es un proceso exotérmico, mientras que por el contrario, la descarga (desorción del hidrógeno) es un proceso endotérmico (Melnichuk, 2010).

Durante la carga, el hidrógeno es alojado en forma de átomos en los huecos intersticiales de la matriz metálica. Esta matriz se expande durante la absorción de hidrógeno, a menudo perdiendo parte de su elevada simetría. Como consecuencia de la coexistencia de la fase no expandida (fase α) y la fase expandida anisotrópicamente (fase β), se forman defectos de red y tensiones internas, que provocan rupturas en la quebradiza estructura metálica. En la fase α sólo una pequeña parte del hidrógeno se encuentra absorbido. En la fase β el hidruro se encuentra totalmente formado. Por ejemplo, Mg_2Ni forma hidruros de $Mg_2NiH_{0.3}$ y Mg_2NiH_4 . La siguiente figura muestra como el hidruro pasa de una fase a otra durante los ciclos de carga y descarga.

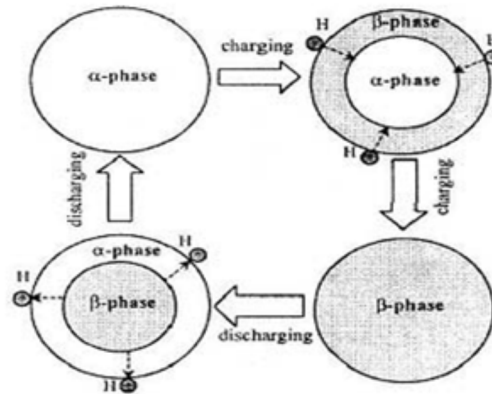


Figura 3.3.4.3. Diagrama de principio de las fases α y β en carga y descarga del HM

Las curvas que caracterizan dicho comportamiento son las isoterms de presión y concentración (conocidas como curvas PCT o PCI). La Figura 3.3.4.4 muestra dichas curvas de un hidruro ideal para tres temperaturas diferentes. Según la regla de las fases de Gibbs, la zona donde coexisten simultáneamente las fases debería tener pendiente nula.

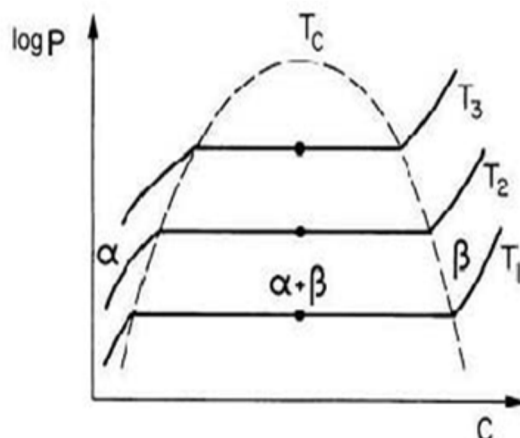


Figura 3.3.4.4. Curvas PCI (PCT) de un hidruro ideal para tres temperaturas.

La absorción o desorción de hidrógeno por un hidruro metálico se encuentra asociada con un calor (alrededor de 30 W/mol hidrógeno), que debe ser evacuado o administrado, respectivamente. Conforme inicialmente el hidrógeno se difunde entre los intersticios del metal, la presión de equilibrio aumenta rápidamente, análogamente a la absorción física. Posteriormente se llega a una meseta en la que la presión permanece constante, hasta que los sitios físicos se encuentran saturados y la presión vuelve a incrementarse rápidamente con el aumento de concentración. Se puede formar una segunda fase de hidruro metálico según el tipo de hidruro metálico. Se observa entonces una segunda meseta a mayor presión y concentraciones que la anterior.

Durante la deshidrogenación, se observan menores valores de presión en función de la concentración, presentando un efecto de histéresis.

La longitud de la meseta plana de la curva PCI determina la cantidad de hidrógeno que reversiblemente puede ser almacenado con pequeñas variaciones de presión (zona $\alpha + \beta$). Por tanto, la presión correspondiente a la meseta es la presión a la cual los hidruros absorben/desorben grandes cantidades de hidrógeno de forma reversible. Así, los diagramas PCI indican la máxima capacidad de almacenamiento alcanzable y condiciones termodinámicas para la reacción reversible.

En el laboratorio se dispone de un almacenamiento de hidrógeno mediante hidruros metálicos con el fin de experimentar con su capacidad de almacenamiento y gestionar los grandes desajustes entre generación y demanda que se den en la microrred. Ha sido fabricado por la empresa LabTech. Se trata del modelo HBond-7000H. Es un hidruro que funciona a baja presión y temperatura, apto para el laboratorio. Además de la seguridad que garantiza el trabajar con el almacenamiento del hidrógeno en estado sólido.

El hidruro goza de una estructura con las tuberías y conducciones necesarias, en particular el agua fría y el agua caliente para favorecer los procesos de absorción y desorción respectivamente. El circuito de calefacción consta de un termo eléctrico que recircula el fluido caliente mediante una bomba, suministrando agua caliente a una temperatura de entre 40-70 °C a la entrada del hidruro. El hidruro metálico escogido para el laboratorio no requiere de agua a

una temperatura demasiado baja para la desorción (15-20 °C) por ello se utiliza directamente agua de red.

La velocidad nominal de entrega de hidrógeno del sistema de almacenamiento se encuentra en el rango de 4,4 – 7 Nm³/h para temperaturas de 40 y 70 °C respectivamente.

Más especificaciones técnicas se pueden encontrar en el Anexo I.

3.3.5. Baterías de Plomo-ácido

Una batería es un elemento acumulador eléctrico que almacena energía eléctrica mediante procesos químicos. El banco de baterías del laboratorio de hidrógeno incluye 24 mono-bloques de 2 Voltios nominales cada uno. Las baterías son de tipo estacionario, con una capacidad total $C_{120}=367$ Ah. Fueron instaladas como elemento secundario de almacenamiento de energía, especialmente enfocada a amortiguar los desajustes leves entre generación y demanda. Además, la inclusión de las baterías en el sistema responde a criterios de versatilidad en las diferentes estrategias de control que permite implementar.



Figura 3.3.5.1 Banco de baterías plomo-ácido del laboratorio de hidrógeno

Para la instalación HyLab en particular, las baterías están conectadas en serie, consiguiendo un voltaje final nominal de 48 Voltios.

Tabla 3.3.5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS BATERÍA ENERSOL-T 370

Tensión Nominal (V)	2
Capacidad nominal C120, 1.80 V _{pe} 25°C (Ah)	367
Capacidad Nominal C10, 1.80 V _{pe} 25°C (Ah)	280
Resistencia Interna ⁹ (mΩ)	0.701
Intensidad de cortocircuito (A)	2900

3.3.6. Convertidores DC/DC

Los convertidores DC/DC son dispositivos electrónicos empleados para la adecuación de los niveles de tensión e intensidad de los distintos equipos que se conectan entre sí y la adaptación de la potencia entregada en los niveles de tensión e intensidad necesarios de tal modo que sea posible el flujo de energía eléctrica. En HyLab se dispone de dos convertidores de potencia asociados a la pila de combustible y al electrolizador.

En el caso del laboratorio HyLab, los convertidores DC/DC se alimentan del lado del bus de corriente. Estos dispositivos disponen de 4 conectores, dos para el bus de corriente y otros dos para su respectivo equipo (electrolizador, pila de combustible). Los convertidos están colocados en el armario de control sobre carriles.

Para mayor claridad, se puede ver en el siguiente esquema de funcionamiento del convertidor asociado al electrolizador:

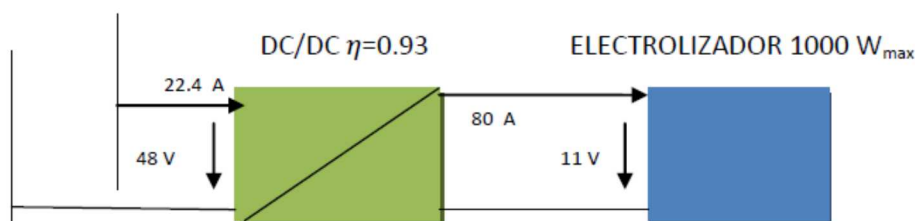


Figura 3.3.6.1 Esquema eléctrico de funcionamiento del convertidor DC/DC del electrolizador

⁹ Según IEC896-1

Los convertidores instalados fueron fabricados específicamente para el laboratorio por la compañía WindInertia technologies S.L.

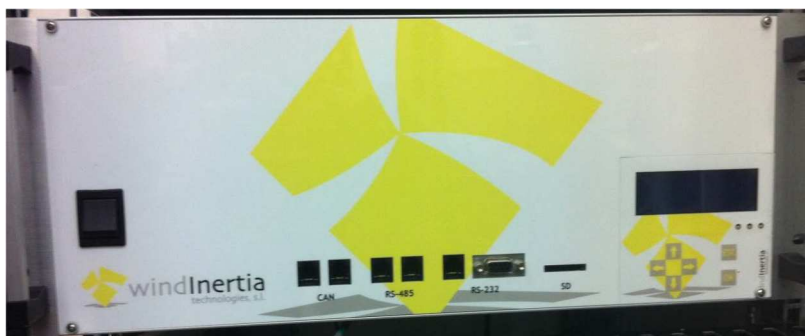


Figura 3.3.6.2. Vista frontal del convertidor DC/DC de la pila de combustible.

El convertidor asociado al electrolizador funciona como una carga que demanda una corriente, aunque tenga dos modos de funcionamiento, consigna de potencia y consigna de corriente, el control se realiza sobre la corriente. El asociado a la pila de combustible desde el punto de vista del bus de corriente funciona como una fuente de energía, que suministra una potencia a la tensión del bus.

El convertidor de la pila de combustible tiene la particularidad de que es reductor-elevador, ya que es capaz de aumentar la tensión, así como disminuir la tensión para adaptarla a la tensión del Bus de Corriente. Esto se debe al rango de tensiones en que opera la pila de combustible que oscila a una tensión por encima o por debajo de la del bus dependiendo de la potencia a la que trabaja.

El convertidor puede ser puesto en marcha desde el propio teclado de que dispone, o de manera remota, a través de comunicación CANbus. Además tiene configurado por defecto unas tensiones, corrientes y potencias máximas y mínimas, también permite limitar la pendiente de solicitud de potencia, siguiendo ésta una rampa. Así, los equipos están protegidos mediante software, y mediante fusibles contra sobrecorrientes, lo que redundará en la seguridad de la instalación.

3.3.7. Purificación de Agua

El electrolizador requiere usar agua de buenas características en cuanto a pureza. Con el objeto de aumentar la durabilidad del stack, la calidad del agua debe vigilarse constantemente. El sistema instalado en HyLab es un dispositivo purificador Elix 3 Advantage mostrado en la fotografía de la Figura 3.3.7.1.



Figura 3.3.7.1. Purificador de agua y tanque Elix 3 Advantage

Este dispositivo permite purificar la corriente de agua a la entrada del electrolizador, produciendo agua de calidad tipo II (5-15 $M\Omega$), suficiente para las exigencias del electrolizador, que requiere agua de una resistividad superior 0.2 $M\Omega$.

El depósito de agua adjunto, permite disponer de un buffer de agua siempre listo para usarse. Es importante señalar, que esta agua se renueva periódicamente si no se usa, gracias al sistema automático de control del equipo, lo que permite mantener unos niveles de calidad adecuados.

3.3.8. Sistema de conducciones de hidrógeno

A causa del pequeño tamaño de la molécula de hidrógeno, ésta presenta cierta facilidad de interacción con estructuras cristalinas. Esta interacción favorece la creación de líneas de tensión que, en determinadas circunstancias de operación, pueden producir la rotura del material, lo que se denomina “fenómeno de fragilización por hidrógeno”. Esto se da por ejemplo en ciertos tipos de aceros que presentan estructura cristalina cúbica centrada en el cuerpo (acero ferrítico por ejemplo) que no son apropiados para su utilización con hidrógeno. Los metales más adecuados para su uso con hidrógeno son aquellos que presentan una estructura cúbica centrada en la cara, como el acero austenítico, el aluminio, el níquel, etc.) (López González, 2007).

Teniendo en cuenta este hecho; en el laboratorio HyLab se empleó para las todas las conducciones acero AISI 316 de 10 mm de diámetro, que además al ser amagnético, evita así que se cargue eléctricamente y pueda dar lugar a alguna chispa. Los racores empleados son del mismo material.

- **Carga del depósito de hidrógeno**

Para realizar la carga del depósito de almacenamiento la válvula “V-2” (ver Figura 3.3.8.1) ha de estar cerrada. De esta forma todo el hidrógeno producido se deriva hacia el sistema de almacenamiento. Éste a su vez ha de ser mantenido a temperatura de operación necesaria para que se produzca el fenómeno de absorción, por lo que se necesita evacuar el calor generado en este proceso. Para ello se emplea el sistema de refrigeración mediante agua de red.

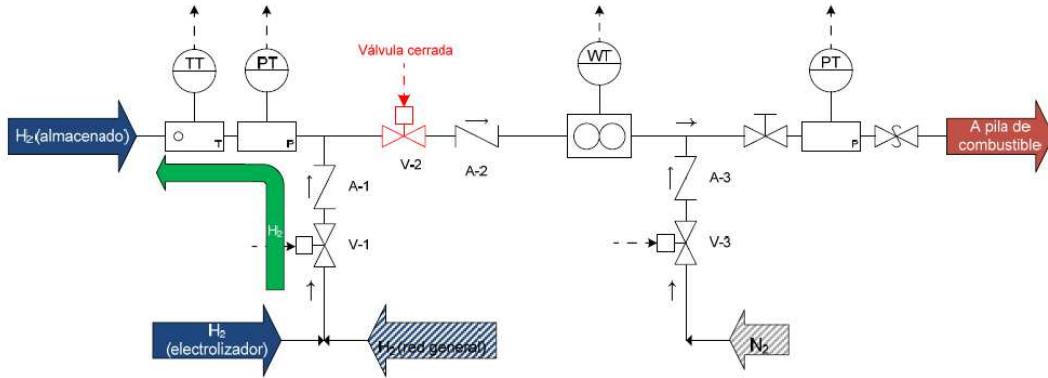


Figura 3.3.8.1 Esquema de las conducciones para el proceso de carga del tanque de hidrógeno.

Cuando se necesita emplear el hidrógeno almacenado, se hace pasar a través del depósito de hidruros agua caliente procedente de un termo eléctrico. Esto produce el fenómeno de deshidrogenación, liberando el gas hacia la pila de combustible. La válvula “V-2” permanece abierta para permitir el paso del hidrógeno desde el sistema de almacenamiento hacia la pila de combustible. Las válvulas antirretorno evitan el paso del gas hacia zonas no deseadas (como el electrolizador).

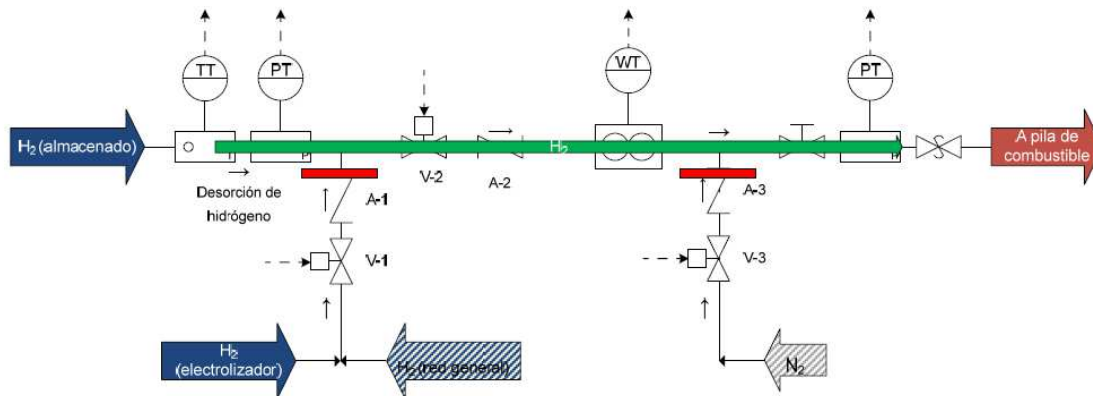


Figura 3.3.8.2 Esquema de las conducciones para el proceso de descarga del tanque de hidrógeno.

3.3.8.1. Elementos de medida

3.3.8.2. Termopares

Las conducciones disponen de diversos termopares “tipo T” instalados a la salida de hidrógeno del hidruro metálico, así como a la entrada y salida de agua en el tanque de hidruro metálico.

3.3.8.3. Transductores de presión

Se dispone de dos transductores de presión. Uno a la salida/entrada del tanque de hidrógeno con el objeto de medir la presión de carga/descarga y otro conectado a la entrada de la pila de combustible con el fin de controlar la presión a la que el hidrógeno entra a la pila de combustible y poder ajustarla a la presión óptima de 1,5 bar.

3.3.8.4. Medidor de caudal másico de hidrógeno

Con objeto de estudiar el rendimiento real de la pila de combustible en funcionamiento, así como la cinética de desorción del sistema de almacenamiento, se instaló un caudalímetro de hidrógeno. El medidor instalado introduce pérdidas de carga mínimas y carece de elementos móviles. Es un medidor de tipo másico MASS-STREAM® fabricado por M+W Instruments GmbH, especialmente diseñado para medir caudal de hidrógeno. El sensor y el cuerpo son de acero AISI 316L y se basa en la medición de la diferencia de temperatura entre dos varillas metálicas internas causada por la corriente de gases que lo atraviesa.

3.3.8.5. Medidor de caudal de agua

Se encuentra situado a la salida del sistema de refrigeración/calefacción. Su objetivo es el de medir el caudal de agua que circula por el hidruro. El material del cuerpo del sensor es de acero inoxidable AISI 316. Se trata de un sensor de efecto hall con rango de funcionamiento 2-30 Litros. Esta medición es necesaria para el cálculo del calor evacuado/aportado a la reacción del hidruro y así comprobar el correcto funcionamiento del tanque de hidruros.

3.3.8.6. PLC y sistema SCADA

El autómatas programable o PLC (Programable Logic Controller) instalado en HyLab es de la casa Schneider Electric, de la serie Modicon M340. En concreto la CPU es la BMC P34 20302, la fuente de alimentación es la CPS 2000, con un módulo de entradas digitales DDI1602, un módulo de salidas digitales DDO1602, tres módulos de entradas analógicas AMI 0402 y 2 módulos de salidas analógicas AMO 0210. Más datos técnicos se pueden encontrar en el Anexo I de esta Tesis.

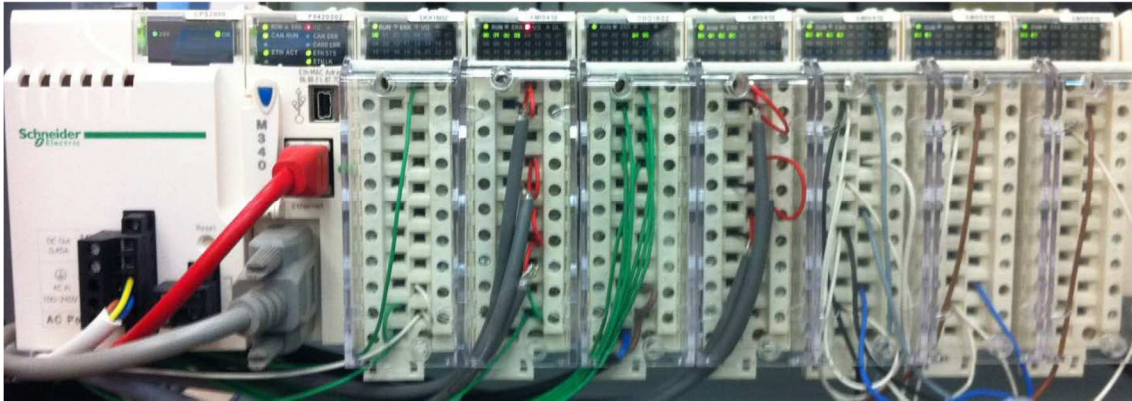


Figura 3.3.8.6.1 PLC M340 Schneider Electric instalado en HyLab

El PLC es el encargado del control primario de todo el sistema, lee todas las variables y supervisa el correcto funcionamiento. Cualquier variable fuera de rango provoca la entrada en estado de emergencia del sistema. El programa de control del autómata fue desarrollado por el dpto. de Ing. De Sistemas y Automática en colaboración con el grupo de Termotecnia. Una descripción detallada del mismo se puede encontrar en el Anexo I.

El programa de control de que dispone por defecto el PLC se puede describir por el siguiente esquema:

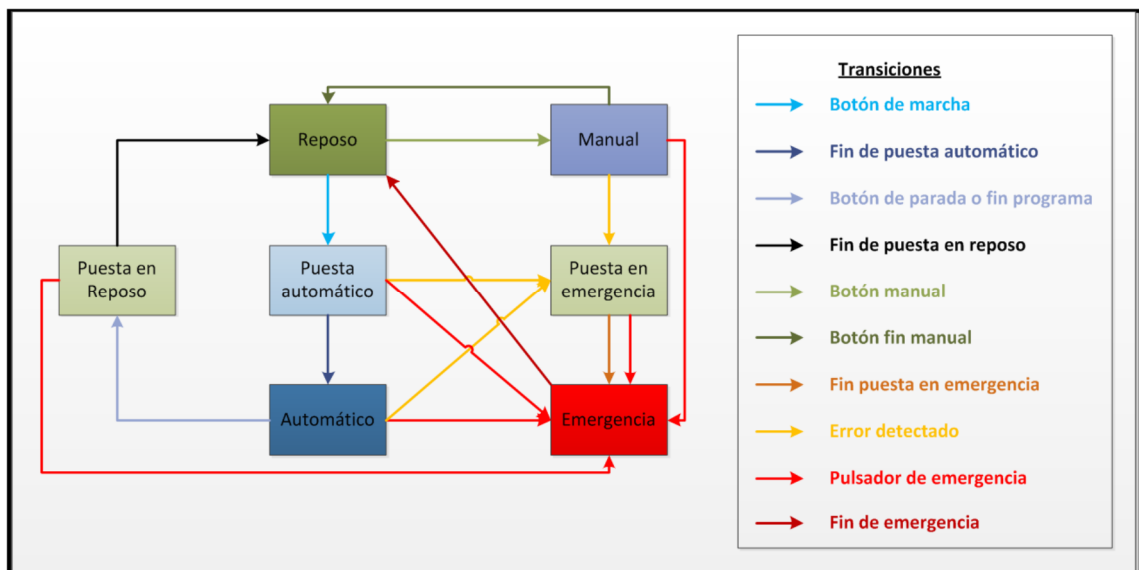


Figura 3.3.8.6.2. Esquema con los posibles estados del programa

El sistema de control gestiona dos servidores OPC (OLE process control). Un servidor que comunica con el PLC de Schneider Electric, que se encarga del control de la instalación, mientras que otro servidor comunica con el PLC Allen-Bradley del electrolizador.

El SCADA está basado en seis páginas, en las cuales pulsado sobre cada equipo podremos visualizar sub-pantallas para la configuración, visualización, registro y guardado de las variables del sistema.

El programa de control dispone en dos modos de funcionamiento, modo manual y modo automático.

- Modo manual

En el modo manual se puede manipular independientemente cada variable del sistema como válvulas, consignas de potencia, corriente y/o tensión. Así como varias funciones complejas como controlar el funcionamiento de la pila y/o el electrolizador. Este modo está diseñado también para permitir leer variables y actuaciones enviadas vía Simulink o Labview, así como ensayos de equipos aisladamente. Este será el modo que se utilice posteriormente para enviar las acciones calculadas por controladores avanzados

- Modo automático

El modo automático implementa el sistema de control por banda de histéresis discutido en el Capítulo 2. Los umbrales de dicha banda de histéresis se pueden definir desde el SCADA. Los perfiles correspondientes a cada experimento y que ejecuta este modo automático se pueden cargar también desde el SCADA usando ficheros Excel.

- Matlab Interface

La interfaz en Matlab ha sido desarrollada para HyLab por el Dpto. de Ing de Sistemas y Automática conjuntamente con el Dpto. de Ing. Energética, es el elemento que ha permitido adaptar la planta para la implementación del control avanzado. La capacidad de cálculo que permite el PLC usado en el laboratorio (y de la mayoría de PLCs) está lejos de la potencia de cálculo computacional requerida por los controladores más avanzados. Por eso se desarrolló una capa de control por encima del PLC, donde un ordenador comercial puede ejecutar el programa Matlab, el cual tiene capacidad de cálculo mucho más complejo y da una gran flexibilidad a la hora de ensayar distintos controladores. Las órdenes de control son entonces transmitidas al PLC y a su vez a los actuadores de la planta.

3.3.9. Arquitectura del sistema de control

El sistema de control recibe señales de los distintos sensores ubicados en la planta. El controlador procesa toda esta información para operar la planta y supervisar que las variables críticas no se encuentren fuera de rango.

Una vez recibida y procesada toda esa cantidad de variables y pasados por los diferentes niveles de seguridad. El control de la planta dictará las órdenes. Las principales órdenes irán dirigidas hacia los convertidores de potencia, que serán los equipos encargados de gestionar los

niveles de potencia de los diferentes equipos que se conectan al bus de corriente. Así mismo dirigirá la consigna de producción de potencia a la fuente electrónica y la potencia consumida por la carga (ya que estos elementos emulan la fuente renovable y demanda). De manera paralela gestiona la actuación de las electroválvulas de la planta para el correcto funcionamiento de la misma.

Cuando el control funciona desde Matlab el sistema está pensado para que el PLC supervise siempre la seguridad de la planta a un nivel inferior. De este modo, ante un posible fallo del ordenador que procesa Matlab la operación y seguridad de la planta sigue garantizándose.

El esquema de la arquitectura del sistema de control se muestra en Figura 3.3.9.1

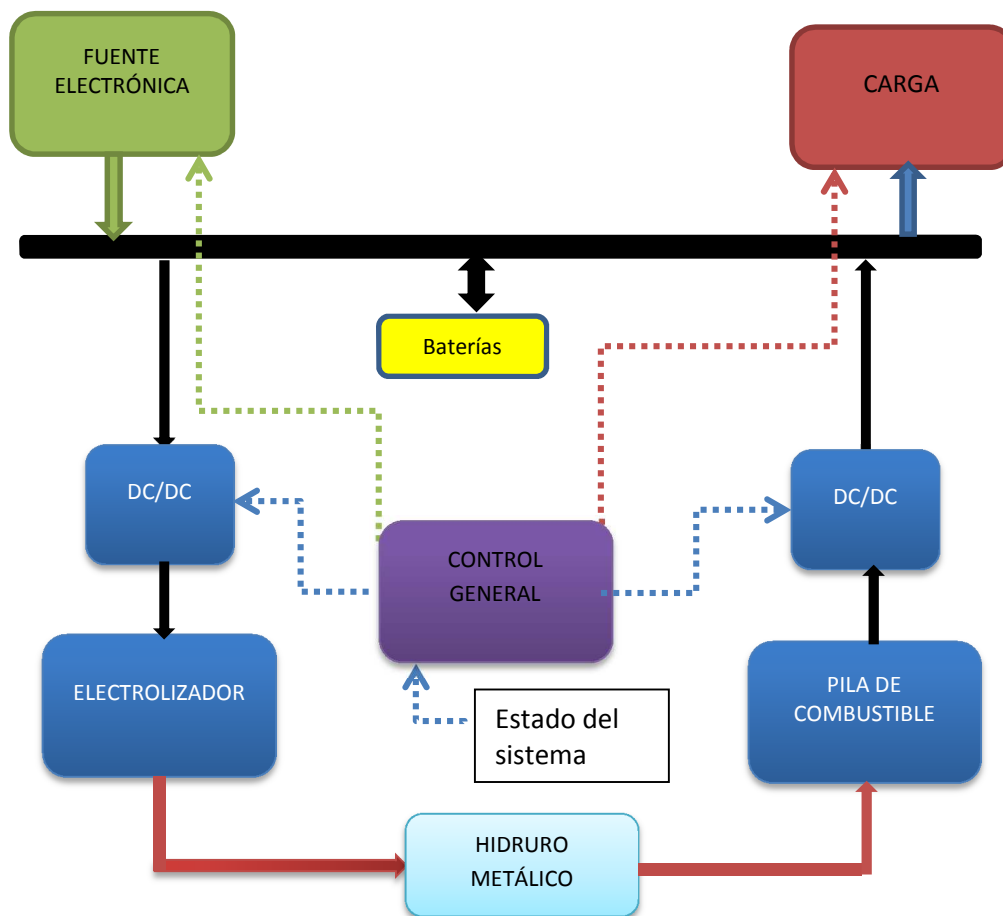


Figura 3.3.9.1. Arquitectura del sistema de control de HyLab

3.4. Caracterización de componentes.

3.4.1. Caracterización del electrolizador PEM 1 kWe

La Figura 3.4.3.1 muestra la evolución del voltaje en el stack cuando se le aplica una corriente creciente de manera paulatina. Obteniéndose lo que se denomina como la “curva de polarización”. La cual define la característica eléctrica del equipo. Esta curva es una herramienta indispensable a la hora de diseñar la integración del electrolizador en un sistema de potencia basado en hidrógeno y la validación de cualquier modelo numérico.

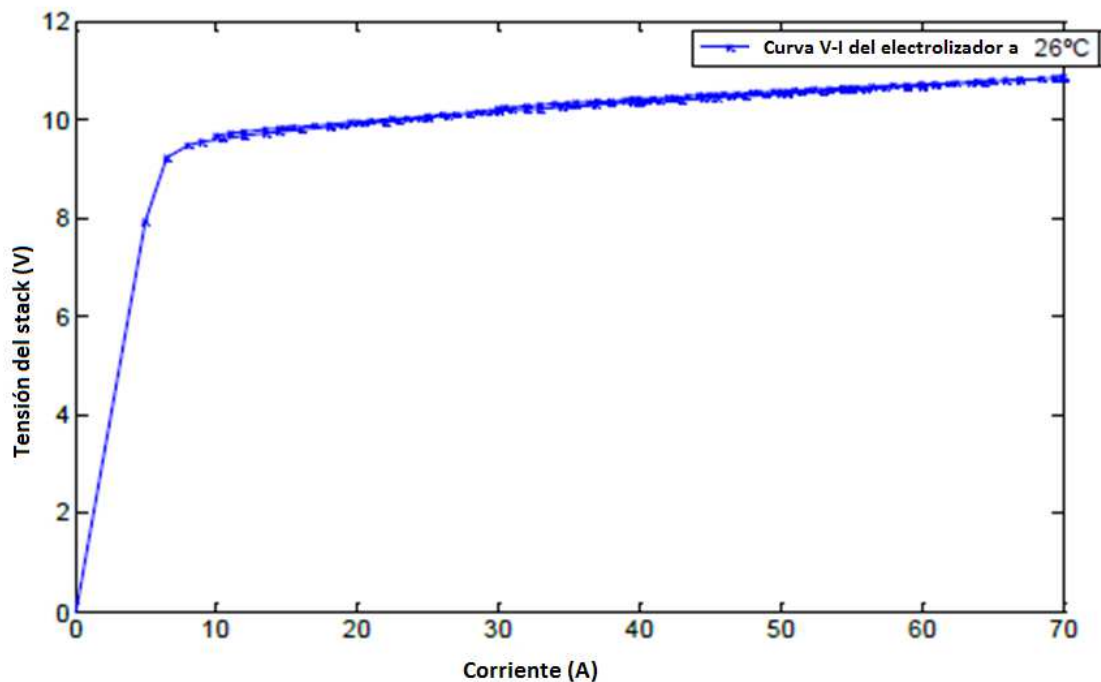


Figura 3.4.1.1. Curva de polarización del electrolizador a 26°C

La eficiencia del equipo fue medida a diferentes corrientes, en condiciones estables de temperatura. Los resultados experimentales constataron una eficiencia eléctrica del 74% para niveles bajos de corriente y del 69 % para niveles altos de corriente. La eficiencia ha sido evaluada según la expresión:

$$\eta_{ez} = \frac{\dot{m}_{H_2} PCI}{P_e}$$

Donde

\dot{m}_{H_2} es el caudal de hidrógeno producido (Nl s^{-1}).

PCI es el poder calorífico inferior del hidrógeno (kJ kg^{-1}).

P_e es la potencia eléctrica consumida por el electrolizador (W).

3.4.2. Caracterización pila de combustible PEM 1.5 kWe

Para la pila de combustible también se realizaron pruebas para medir el rendimiento. Como se ha mencionado, el rendimiento de la pila de combustible se ha medido en torno al 55-45% (para valores bajos y altos de potencia respectivamente). Este rendimiento de la pila se ha calculado usando la siguiente expresión:

$$\eta_{jc} = \frac{P_e}{\dot{m}_{H_2} PCI}$$

Donde

\dot{m}_{H_2} es el caudal de hidrógeno consumido ($Nl\ s^{-1}$).

PCI es el poder calorífico inferior del hidrógeno ($kJ\ kg^{-1}$).

P_e es la potencia eléctrica producida por la pila de combustible (W).

La curva de polarización representa la relación entre la tensión y la corriente en la pila de combustible. Para obtener experimentalmente la curva de polarización, se siguió el siguiente procedimiento:

El procedimiento consistió en ir incrementando paulatinamente la corriente demandada a la pila de combustible y tomar medidas de la tensión del stack una vez estabilizada. Teniendo en cuenta las recomendaciones del protocolo FCTESTNET de:

- Permitir un tiempo mínimo de dos minutos para la estabilización
- Recopilar datos durante un minuto, muestreando cada 10 segundos

El procedimiento descrito permite obtener la gráfica representada en la Figura 3.4.2.1, donde las diferentes zonas de la curva de polarización se pueden ver claramente diferenciadas.

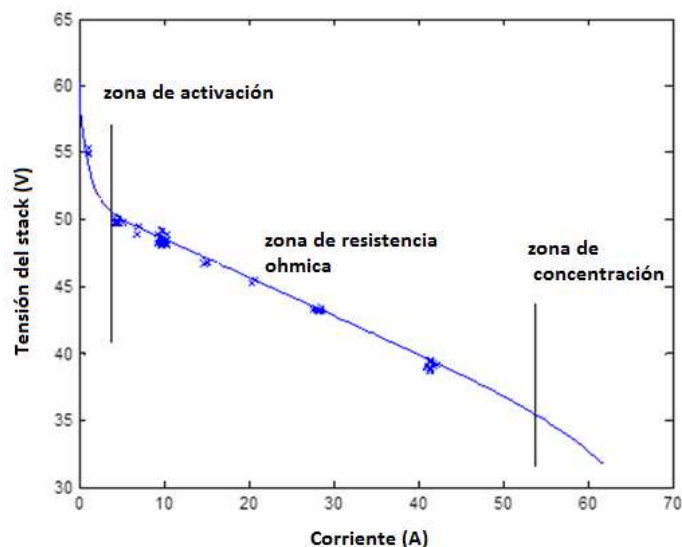


Figura 3.4.2.1. Curva de polarización obtenida para la pila de combustible MES-DEA @ T=25°C. X= valores experimentales; línea sólida: valores teóricos

El máximo punto de trabajo que se ha obtenido corresponde con: 40 A, 39 V, es decir: 1560 W. Hay que denotar que la línea sólida al extremo del eje de abscisas de la gráfica corresponde con los valores teóricos que se podrían alcanzar si se somete a la monocelda a altas intensidades cercanas al daño irreversible.

3.4.3. Caracterización del hidruro metálico LaNi5

La principal curva que caracteriza a un hidruro metálico es la que se denomina curva PCT (Presión-Concentración-Temperatura), que expresa la cantidad de hidrógeno contenido en el hidruro a una temperatura dada. Como se puede apreciar en la Figura 3.4.3.1 existe una histéresis entre la carga y la descarga aunque no es muy significativa.

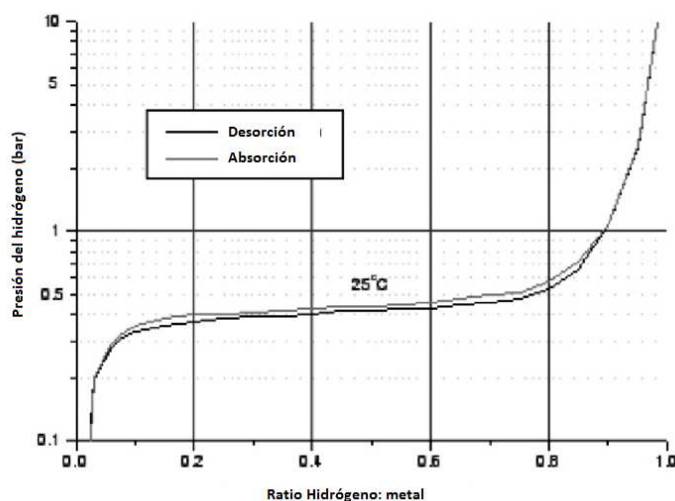


Figura 3.4.3.1 Curvas PCT de absorción y desorción del hidruro metálico LABTECH H-BOND 7000H (LaNi_{4.7}Al_{0.3})

El correcto funcionamiento del sistema de refrigeración y calefacción influye notablemente en los procesos de carga y descarga, ya que la transferencia de calor juega un papel fundamental en el HM. Para la caracterización del hidruro se llevaron a cabo diversos experimentos de acuerdo con (Gross, 2008).

En primer lugar, se realizaron una serie de pruebas para determinar la entalpía de formación del hidruro. Esta entalpía puede ser calculada utilizando la ecuación de Van't Hoff, que relaciona la presión de equilibrio del hidrógeno (desorbido o absorbido) con la temperatura.

$$\ln(P_{eq}) = \frac{\Delta H}{RT} - \frac{\Delta S}{R} \quad (3.1)$$

Donde

ΔH es la entalpía de formación (kJ mol^{-1})

R es la constante de gases ideales ($\text{J K}^{-1} \text{mol}^{-1}$)

T es la temperatura (K)

ΔS es la entropía de formación ($\text{kJ kg}^{-1} \text{k}^{-1}$)

La ecuación (3.1) describe la presión de equilibrio a diferentes temperaturas. La entalpía de formación puede ser determinada sometiendo al hidruro metálico a diferentes baños térmicos. La presión de equilibrio puede ser entonces medida y mediante el ajuste de la curva se puede obtener el valor de la entalpía. Los resultados de este experimento se muestran en la Figura 3.4.3.2.

El test consiste en lo siguiente: Aportando calor al hidruro en un entorno controlado, el hidrógeno comenzará a desorberse del depósito. Una vez alcanzado el equilibrio se podrán medir tanto la temperatura del hidruro como la presión que se alcanza en el volumen de control, asociada a la cantidad de hidrógeno desorbido. Así mediante la ecuación de Van't Hoff relacionamos la presión de equilibrio con la temperatura, y cuya pendiente es la entalpía de formación del hidruro (K. W. Whitten, 1996).

La Figura 3.4.3.2 muestra los resultados de realizar el experimento para determinar la entalpía de formación:

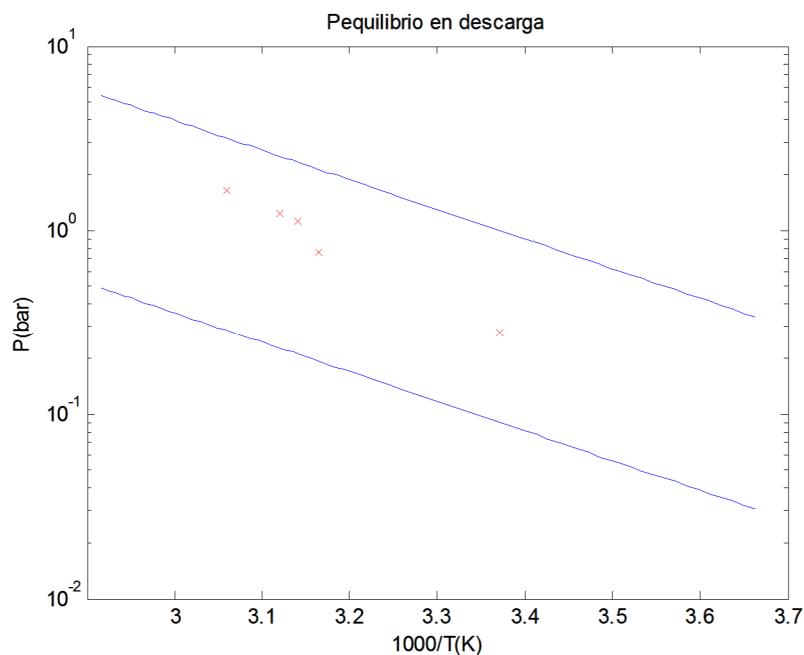


Figura 3.4.3.2 Representación experimental de la presión de equilibrio frente a 1/Temperatura para la absorción del hidrógeno por el hidruro metálico HBOND 7000H

El experimento no resulta una tarea trivial, dado que el baño térmico del hidruro debe permanecer a una temperatura lo más constante posible durante la toma de cada dato. La fuerte dependencia de la presión de equilibrio con la temperatura obliga a un control muy preciso de la temperatura para la toma de datos. La experiencia en varias pruebas experimentales arrojaron que es necesario una precisión de 0.1°C para obtener resultados concluyentes. No obstante se consiguió determinar que la entalpía de formación correspondía con $\Delta H = -34.424 \text{ kJ/mol}$, muy similar a los 30.8 KJ/mol que indica el fabricante en su manual. Por tanto, podemos usar el valor obtenido experimentalmente, para caracterizar la cinética del proceso.

Seguidamente, se describen los test realizados para caracterizar el proceso de carga y el proceso de descarga:

Se realizó una descarga total del hidruro metálico empleando una bomba de vacío, a la vez que se aplicaba un baño térmico al hidruro que permitía desorber la mayor cantidad de hidrógeno posible. Cuando se hace circular el agua caliente para favorecer la desorción, la presión de hidrógeno aumenta rápidamente, según se observa en Figura 3.4.3.3, para luego descender paulatinamente, a medida que la bomba expulsa el hidrógeno liberado.

Una vez alcanzada la presión mínima posible. Se procedió a realizar una carga a presión constante de 4.5 barg , mostrado en la Figura 3.4.3.4. La capacidad medida del hidruro se corresponde con 6625.5 NL .

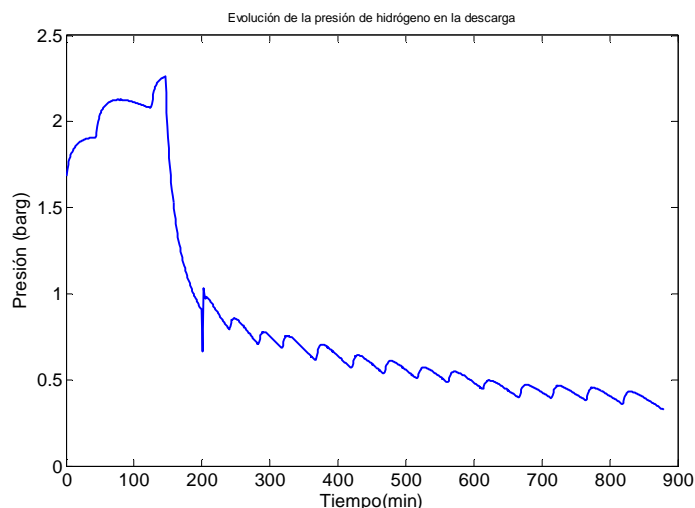


Figura 3.4.3.3. Ensayo de descarga del hidruro metálico (parte final del ensayo) realizado mediante bomba de vacío. El experimento fue realizado a temperatura ambiente de 25°C.

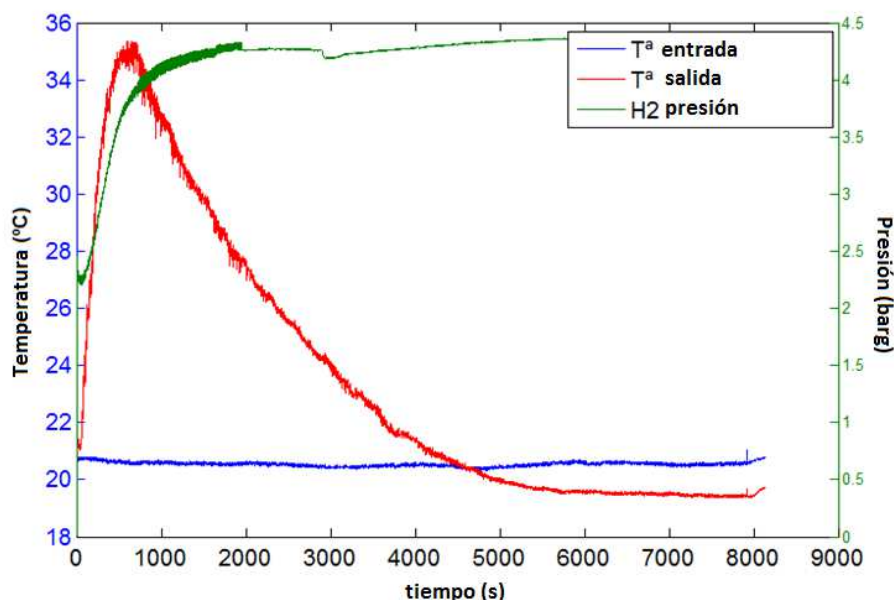


Figura 3.4.3.4 Caracterización de la cinética del HM durante el proceso de carga tras la descarga mediante bomba de vacío. El experimento fue realizado a temperatura ambiente de 25°C.

3.4.4. Caracterización de las baterías

Las baterías han sido caracterizadas experimentalmente llevando a cabo un test de descarga controlado para obtener su curva de funcionamiento. Dado que la histéresis de las baterías es mínima no es necesario repetir el experimento para el proceso de carga. Los resultados del test de descarga se presentan en la Figura 3.4.4.1. El test consiste en someter al banco de baterías a escalones de corriente de forma periódica, dejando estabilizar el voltaje en los periodos donde la corriente demandada es nula. Esto permite encontrar simultáneamente la

curva característica de descarga de la batería (para ese valor de corriente) y medir el tiempo de respuesta, así como la resistencia interna.

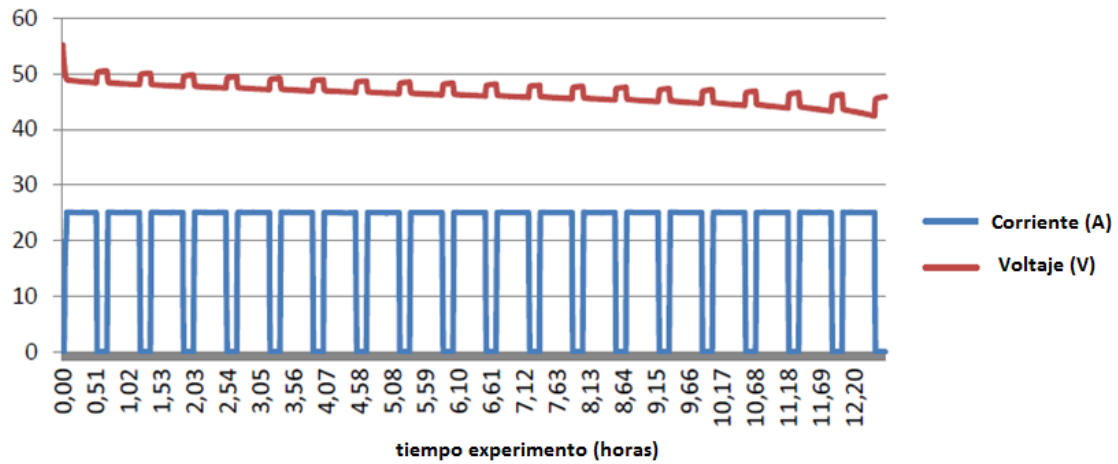


Figura 3.4.4.1. Test dinámico de descarga del banco de baterías.

El tiempo de respuesta de la batería se mide cuando el valor de tensión alcanza el 95% del valor final. Este valor de tiempo representa la dinámica de la tensión y puede ser observada en la respuesta ante escalón. La curva de funcionamiento obtenida se usará para estimar un valor inicial del estado de carga (SOC) en los sucesivos experimentos. La estimación del SOC es un tema que reviste gran complejidad y motivo de numerosos trabajos de investigación. No obstante, se considera que puede ser estimado con relativa precisión en el rango del SOC correspondiente al 40-100% (B. Vairamohan, 2002.). El parámetro clave es la tensión a circuito abierto, que se puede estimar para diferentes corrientes de carga/descarga usando la resistencia interna encontrada en el test, como posible método para la estimación del SOC. Sin embargo, en esta Tesis, de manera general se medirá la tensión inicial a circuito abierto y se realizará a continuación la integración de la corriente (saliente o entrante). Al no funcionar la planta en un modo continuo, ya que es una planta experimental, se puede pausar, encender y apagar durante el transcurso de cada prueba. Esto permite reiniciar la medida del SOC con la tensión a circuito abierto de las baterías, de este modo no se acumula un error excesivo resultado de la integración, ya que cada vez que se mide el voltaje a circuito abierto se corrige la medida. Los resultados obtenidos del test de caracterización fueron:

$$R_{int}=0.0838 \Omega$$

$$\text{Dinámica de respuesta temporal}=31 \text{ sec.}$$

3.4.5. Caracterización de los convertidores de potencia DC/DC

Para la puesta en funcionamiento del laboratorio y los diversos trabajos de investigación se realizaron las caracterizaciones de los convertidores de potencia DC/DC asociados al electrolizador y la pila de combustible.

La metodología consistió en recorrer el rango de funcionamiento en potencia y evaluar la eficiencia del convertidor, para así obtener una curva potencia-eficiencia de cada convertidor.

En la Figura 3.4.5.1 se muestra el resultado del test realizado para obtener la curva de eficiencia en función de la potencia:

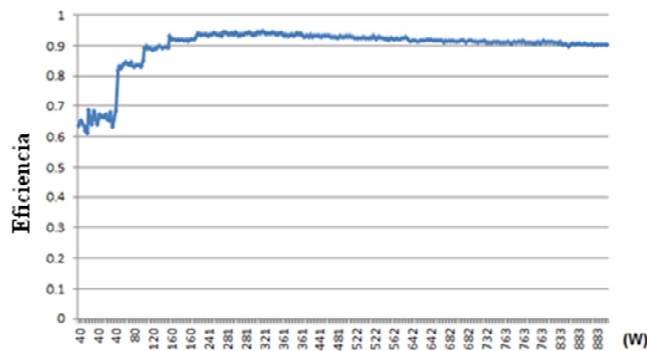


Figura 3.4.5.1. Eficiencia del convertidor DC/DC de 1 kW para el Electrolizador en función de la potencia.

El mismo método se ha empleado para modelar el convertidor DC/DC asociado a la pila de combustible.

Este resultado también ha servido para cruzar la curva de eficiencia del electrolizador y pila combustible con las curvas de eficiencia de los respectivos convertidores, obteniéndose de este modo los puntos de máxima eficiencia de funcionamiento, calculados en torno a 300 W para ambos equipos, y que se utilizará en los sucesivos capítulos de esta Tesis.

Capítulo 4:

Modelado dinámico de microrredes de energía renovable con almacenamiento energético basado en hidrógeno

4.1. Introducción

En el presente capítulo se aborda el modelado dinámico de plantas de potencia con sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno. Para llevar a cabo esta tarea se han desarrollado modelos dinámicos de los principales componentes tecnológicos basándose en los trabajos existentes en la literatura. Los elementos que se han modelado han sido:

- Aerogenerador
- Campo fotovoltaico
- Electrolizador PEM
- Pila de combustible PEM
- Hidruros metálicos
- Baterías de plomo-ácido.
- Demanda de energía eléctrica

El objetivo de este capítulo de la Tesis es obtener un modelo global de la planta para su uso como herramienta en el diseño y validación de estrategias de control. Para ello, los modelos deben reflejar tanto como sea posible la física del sistema, no obviando los transitorios importantes para el control de la planta, pero tampoco llegando a una profundidad en la descripción que haga inviable el cálculo computacional. Disponer de modelos precisos es una herramienta indispensable tanto para el desarrollo de controladores, como para el diseño y estudio del comportamiento del sistema.

Debido a la cantidad de sistemas involucrados (fuentes de energía renovables, tecnología de producción de hidrógeno, sistemas de almacenamiento, pilas de combustible, baterías...) el desarrollo de cada modelo dinámico y su implementación en un modelo global de la planta es un trabajo de gran envergadura que comprende una profunda revisión del estado del arte en cuanto a modelado, implementación en la herramienta Matlab-Simulink, obtención de parámetros, adaptación de las ecuaciones para su apropiado uso y la validación experimental.

La metodología seguida ha sido modelar y validar experimentalmente cada componente físico de esta instalación por separado y después se ha procedido a realizar el acoplamiento de los mismos. Se han empleado para ellos las ecuaciones que describen el comportamiento físico-químico de cada proceso. En algunos casos en los que no es posible el uso de las ecuaciones o poco práctico se ha acudido a relaciones empíricas.

De esta manera queda una librería modular, donde los componentes se pueden unir para simular distintas configuraciones de plantas. Todos los modelos (excepto aerogenerador y campo fotovoltaico) han sido validados experimentalmente, basándose en los equipos existentes en el laboratorio de hidrógeno de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla: HyLab.

4.2. Metodología de modelado dinámico de microrredes de energía renovable basadas en hidrógeno

La metodología desarrollada en esta Tesis para el modelado de microrredes basadas en hidrógeno se centra en aspectos no cubiertos totalmente por la literatura. Existen trabajos de modelado de microrredes al completo enfocados a simulaciones mensuales/anuales pero asumiendo grandes simplificaciones que sobreestiman tanto la energía como el hidrógeno producido y la eficiencia del sistema.

Modelos específicos de cada componente de la tecnología se han reportado en la literatura, con gran precisión en la predicción de las dinámicas. Sin embargo, la complejidad de estos modelos es tan grande que hace inviable la simulación de un sistema al completo como el que se pretende estudiar en esta Tesis.

La metodología de modelado presentada a lo largo de este capítulo pretender lograr una herramienta de simulación de microrredes basadas en hidrógeno que permita por un lado realizar simulaciones de medios y grandes intervalos de tiempo y que por otro lado alcance la precisión suficiente en la predicción de los procesos físicos de la planta.

La metodología de modelado se basa primero en la consideración de las dinámicas relevantes de la planta, es decir, las dinámicas que transcurren en intervalos de tiempo que se solapan en todos los equipos. Aquellas dinámicas que están fuera de rango por ser muy rápidas se consideran estacionarias.

De este modo, de manera general, tendremos un modelo electroquímico, considerado estacionario, y por otro lado, las dinámicas térmicas. Ambos submodelos estarán interconectados con la producción de hidrógeno o consumo, según el caso.

El tercer pilar de la metodología de modelado es la validación experimental de cada modelo desarrollado. La validación experimental asegura la reproducibilidad de los resultados obtenidos y da fiabilidad a la herramienta que será la base de todo el estudio posterior de estrategias de control y modos de operación.

Seguidamente se describen los modelos matemáticos de cada componente.

4.3. Modelado de fuentes de energía renovable

4.3.1. Aerogenerador

4.3.1.1. Descripción y funcionamiento de un aerogenerador

Un aerogenerador se define como una máquina capaz de transformar la fuerza aerodinámica del viento en potencia mecánica útil.

Un aerogenerador clásico está constituido por dos o tres palas unidas a un buje. Una caja multiplicadora es necesaria para conseguir la velocidad de giro del generador eléctrico. Por último, el generador eléctrico convierte la energía mecánica en eléctrica y un transformador la inyecta a la red. Tanto el alternador como el multiplicador de velocidad se alojan en la llamada góndola (Ackermann, 2006).

Otros elementos son la torre, anemómetro y veleta (para girar la góndola en la dirección del viento). En la Figura 4.3.1.1.1 se muestra la posición de los elementos mencionados.

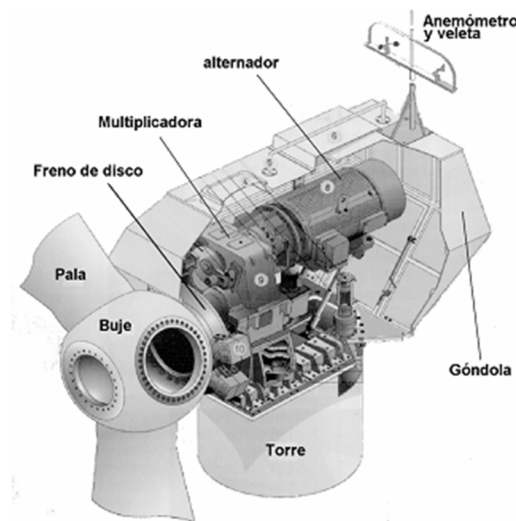


Figura 4.3.1.1.1. Componentes del aerogenerador

Se puede conocer la potencia que se extrae del viento a través de la ecuación (4.1) :

$$P_{wt} = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p(\varepsilon, \theta) \quad (4.1)$$

Siendo P_{wt} la potencia extraída del viento, ρ es la densidad del aire, A el área de disco del rotor, v la velocidad del viento y C_p el coeficiente de potencia, que es función de la velocidad de punta de pala \mathcal{E} y del ángulo de ataque θ . Donde este último viene dado por la consigna del sistema de control propio del aerogenerador. Esta ecuación expresa una fuerte dependencia de la potencia obtenida con la velocidad del viento, estando ésta elevada exponencialmente al cubo.

Para tener en cuenta todos los componentes de un aerogenerador, la tarea de modelado matemático de esta máquina se tornaría en un problema de gran envergadura. Por ello, dependiendo de las pretensiones del modelo, se suele optar por dos opciones (Pino, 2011):

- **Modelos detallados:** Donde se tienen en cuenta todos los aspectos posibles, tales como: aerodinámica, inercia del rotor, generador eléctrico, conexión a red, sistemas de control, etc. Estos modelos se emplean fundamentalmente para estudiar de forma pormenorizada el comportamiento y diseño de un aerogenerador.
- **Modelos simplificados:** Se basan en la curva característica del aerogenerador (curva de potencia eléctrica frente a velocidad del viento). Son adecuados para calcular la energía producida en intervalos del orden de horas.

Dada la naturaleza de este trabajo, donde se estudia una planta de potencia en la cual el aerogenerador es sólo uno de los elementos, se ha optado por una solución intermedia de compromiso entre los modelos detallados y simplificados.

4.3.1.2. Modelo dinámico de un aerogenerador (AG)

El modelado dinámico de un AG para este trabajo, debe tener la suficiente precisión para no incurrir en graves errores de estimación de potencia producida, pero debe acudir a ciertas simplificaciones para poder abordar eficazmente la simulación de toda una planta de potencia con diversos equipos de gran complejidad tecnológica, como electrolizadores y pilas de combustible.

Debido a que en este trabajo se plantea una parte experimental, se ha considerado la escala de potencia del laboratorio para el modelado matemático. En este caso, para modelar un aerogenerador de una escala apropiada, se ha escogido como referencia un AG comercial de pequeña potencia. En concreto el modelo AIR 403, cuyas características técnicas principales se muestran a continuación:

Tabla 4.3.1.2.1 Características técnicas aerogenerador AIR 403

Potencia nominal (W)	400
Potencia Pico (W)	600
Número de palas	3
Peso (kg)	5.85
Velocidad mínima del viento (m/s)	2.7
Velocidad viento nominal (m/s)	12.5

El modelo desarrollado, se basa en la curva de potencia dada por el fabricante, lo cual permite eliminar una complejidad innecesaria para los propósitos de esta Tesis doctoral. La curva de potencia frente a velocidad del viento del AIR 403 se presenta a continuación:

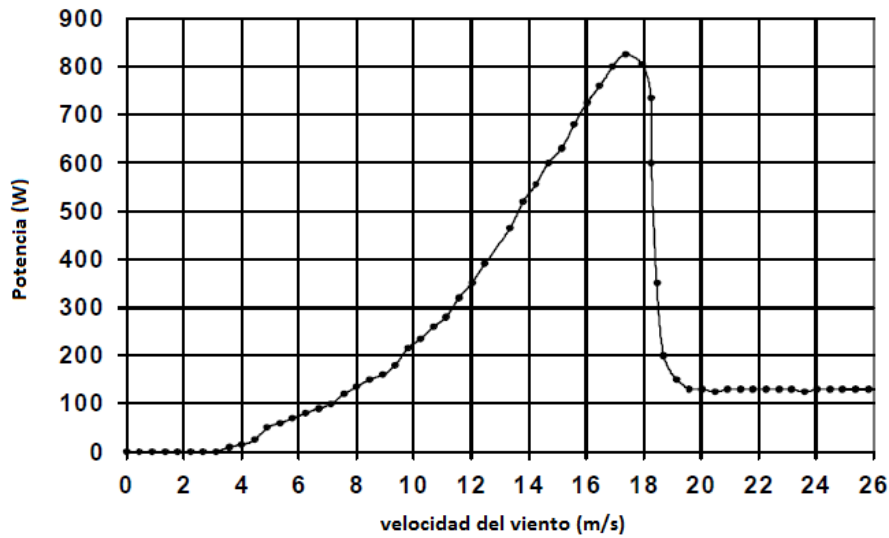


Figura 4.3.1.2.1. Curva de potencia frente a velocidad del viento para el aerogenerador A-403.

Los tiempos característicos en los que se desempeña la dinámica de un AG de este tamaño están en el orden de decenas de segundos. Tiempos, que entran en la misma escala que algunos de los fenómenos transitorios del resto de elementos de la planta y que por tanto no se van a despreciar.

La dinámica de esta turbina eólica es debida fundamentalmente a la inercia del rotor y al generador. Para modelar el comportamiento de estas máquinas se ha empleado un sistema de segundo orden sub-amortiguado (Hung-Cheng Chen, 2008). Usando este enfoque simplificado, una turbina eólica de pequeño tamaño puede ser modelada por la siguiente función de transferencia:

$$\frac{P_g}{P_{wt}} = \frac{0.25}{s^2 + 0.707s + 0.25} \quad (4.2)$$

Este enfoque permite un compromiso entre los modelos basados solamente en la curva de potencia y los modelos detallados. A continuación se muestra el esquema finalmente implementado en Simulink.

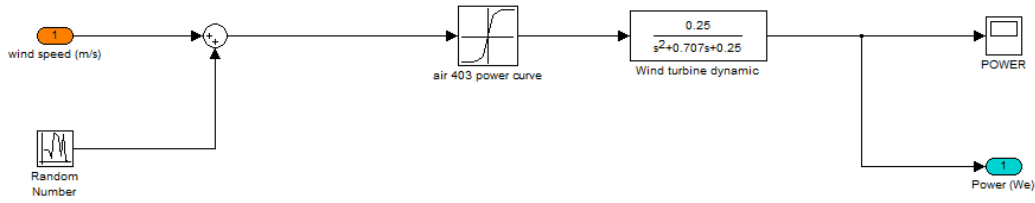


Figura 4.3.1.2.2. Implementación del modelo en Simulink para el Aerogenerador Air-403.

El modelo incluye de manera adicional un término sumando a la velocidad del viento para modelar el comportamiento azaroso de la velocidad del viento entre los periodos en los que no se disponen datos. Ya que normalmente estos valores de velocidad del viento han sido muestreados en horas y entre esos periodos las rachas de viento tendrán cierta varianza.

No obstante, gracias a la colaboración del centro de investigación The Hydrogen Office Ltd, se han conseguido finalmente valores de velocidad del viento a intervalos de diez minutos. Usando herramientas matemáticas para suavizar la curva por el método de “moving average” se obtiene un perfil de viento a escala de segundos con bastante aproximación a la realidad como alternativa al método “Random” de Matlab.

Para observar el resultado final, se ha realizado una simulación de un sistema formado por tres aerogeneradores. Este grupo representaría una potencia instalada acorde a la planta del laboratorio. Se va a representar la respuesta ante escalón de este sistema con el objetivo de observar la dinámica del mismo. El grupo de AGs es sometido a un cambio en la velocidad del viento de 10 m/s a 15 m/s transcurridos 60 segundos.

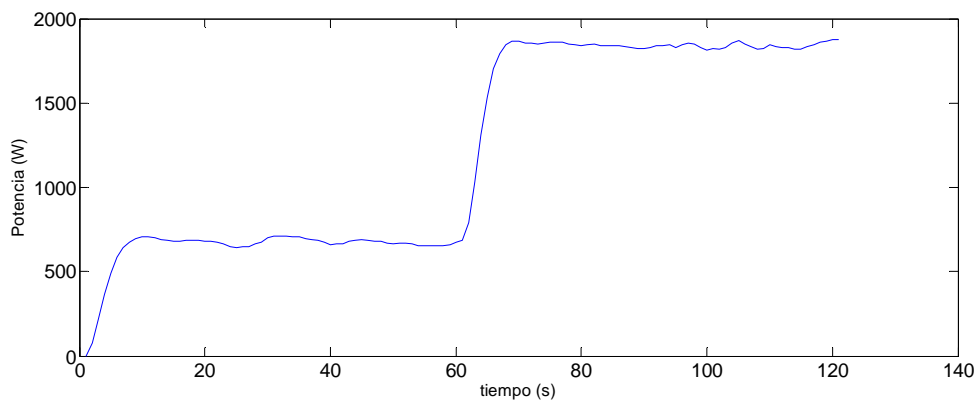


Figura 4.3.1.2.3. Simulación de la respuesta ante escalón en la velocidad del viento de 10 m/s a 15 m/s para un sistema de potencia de tres AGs Air 403.

Como vemos en la Figura 4.3.1.2.3 de dos minutos de simulación, los tiempos característicos del sistema son del orden de diez segundos hasta el régimen permanente. La consideración de estos transitorios otorga un realismo importante en la producción de potencia de la planta.

4.3.2. Generador fotovoltaico

El objetivo de este apartado es describir el modelo matemático adoptado para el Panel Fotovoltaico (PF). El modelo se ha particularizado para un panel comercial y contempla efectos de temperatura ambiente e irradiancia variable.

4.3.2.1. Descripción general

La célula solar más utilizada es la de unión PN cuyo funcionamiento básico es el siguiente: Bajo condiciones de iluminación se crean pares electrón-hueco en exceso sobre las concentraciones de equilibrio en el volumen del semiconductor, que son separados por el campo eléctrico de la unión PN provocando la aparición de una corriente eléctrica en la carga conectada exteriormente.

El comportamiento de una célula cuando funciona como generador de corriente puede explicarse como la diferencia entre la corriente fotogenerada (I_L) debida a la generación de portadores en la iluminación y a la corriente del diodo (I_D) que corresponde a la corriente en oscuridad por la recombinación de portadores que produce el voltaje externo (Guangyu Liu, 2011). Teniendo que la corriente eléctrica generada es:

$$I = I_L - I_D \quad (4.3)$$

La componente de recombinación en la zona de carga electrónica domina a tensiones bajas (menor que 0,4V), donde no suelen trabajar los dispositivos fotovoltaicos, mientras que la componente de difusión domina en el rango de tensiones altas, que se corresponden normalmente con el rango práctico de utilización de las células (Green, 1982). Esto permite hacer ciertas simplificaciones en el modelo matemático que se verá a seguidamente.

4.3.2.2. Modelado matemático de una celda fotovoltaica

Para modelar un generador fotovoltaico se parte de un esquema eléctrico equivalente que se muestra en la Figura 4.3.2.2.1.

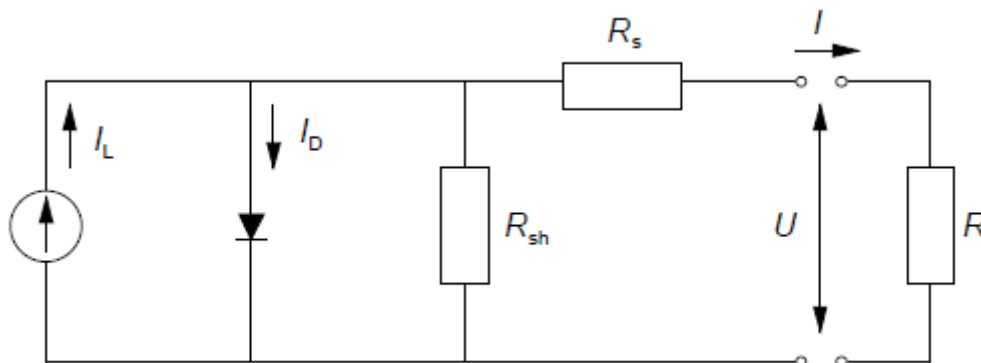


Figura 4.3.2.2.1. Esquema eléctrico para una célula solar fotovoltaica.

La corriente eléctrica I que se puede obtener de la célula solar viene dada por la ecuación (Duffie and Beckman, 1991):

$$I = I_L - I_0 \exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_t} - 1\right) - \left(\frac{V + IR_s}{R_p}\right) \quad (4.4)$$

Donde

I_L es la corriente fotogenerada (A)

I_0 es la corriente de saturación del diodo (A)

R_s es la resistencia serie que aparece en el esquema eléctrico (Ω)

m es el factor de idealidad del diodo

R_p es la resistencia paralelo (Ω)

V_t es el voltaje térmico ($V_t = kT_c/e$; con k la constante de Boltzman, T_c la temperatura de la célula en Kelvin y e la carga del electrón)

Esta ecuación describe adecuadamente la característica V-I de la mayoría de las células solares fotovoltaicas.

Para poder estimar los parámetros de manera sencilla se ha acudido a otra serie de simplificaciones que se ven a continuación. Las nuevas células de elevada calidad tiene la característica de que el factor de forma (FF) es elevado y la eficiencia es grande, por lo que la resistencia paralelo es muy elevada en relación a la resistencia serie del numerador de la ecuación (4.4) (J.D.Aguilar, 2006). Pudiendo simplificarse por tanto a:

$$I = I_L - I_D \exp\left(\frac{V + IR_s}{mV_t} - 1\right) \quad (4.5)$$

Esta simplificación permite calcular la curva característica I-V con sólo cuatro parámetros. Algunos autores abogan por reducir más aún los parámetros, asumiendo m con valor unidad (J.D.Aguilar, 2006).

Las ecuaciones presentadas han sido aceptadas hace años por la comunidad científica. Por tanto, su validación carece de interés para esta Tesis. El mayor reto lo supone actualmente la determinación de los parámetros que particularizan dichas ecuaciones del modelo.

Finalmente vamos a ver las suposiciones finales necesarias para obtener unas relaciones empíricas que permitirán obtener los parámetros del modelo.

Según (Green, 1982) se puede calcular la curva I-V de un dispositivo fotovoltaico a partir de los datos suministrados por el fabricante: intensidad de cortocircuito (I_{sc}), tensión en circuito abierto (V_{oc}) y el factor de forma (FF) como se verá a continuación.

Recordemos que el factor de forma es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto $I_{sc} \times V_{oc}$, y se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$FF = \frac{I_M \times V_M}{I_{sc} \times V_{oc}} = \frac{P_{max}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (4.6)$$

Donde I_M e V_M son la corriente y la tensión del módulo fotovoltaico. I_{sc} es la corriente de corto circuito. V_{oc} es la tensión a circuito abierto. P_{max} corresponde a la potencia máxima que podría dar el panel.

El factor de forma cuantifica la calidad del panel, modificando la pendiente de la curva característica. Cuanto más próximo es este factor a la unidad, tanto mejor es la célula y más potencia eléctrica se obtiene de ella. Los valores comunes suelen estar entre 0'7 y 0'8 (J.D.Aguilar, 2006).

Otras consideraciones son que la corriente fotogenerada (I_L) se puede aproximar por la corriente en cortocircuito cuando se produce dicho cortocircuito. Además, en circuito abierto la tensión V_{oc} es tal que queda compensada por la corriente autogenerada (Lorenzo, 1994) pudiendo expresarse como:

$$V_{oc} = m \frac{KT}{e} \ln \left[\frac{I_L}{I_o} + 1 \right] \quad (4.7)$$

Esto permite re-escribir la característica de la célula de la siguiente manera:

$$I_{sf} = I_{scsf} \left(1 - e^{\left(\frac{V_n - V_{ocsf} + I_{sf} R_s}{V_T} \right)} \right) - \frac{V_n + I_{sf} R_s}{R_p} \quad (4.8)$$

Donde

V_n es el voltaje nominal del generador fotovoltaico (V)

I_{scsf} , es la intensidad de cortocircuito del generador (A)

V_{ocsf} es la tensión a circuito abierto del generador (V)

V_t es el voltaje dependiente de la temperatura (V)

R_s la resistencia serie y R_p la resistencia en paralelo (Ω)

Con lo que finalmente, para poder describir la curva V-I del generador fotovoltaico sólo se necesitan cuatro parámetros: I_{scsf} , V_{oc} , R_s ; y V_t .

Y donde I_{scsf} se puede calcular como:

$$I_{scsf} = \frac{I_{sc} n p_{sf} G}{1000} \quad (4.9)$$

Siendo G la irradiancia instantánea incidente sobre la superficie del panel. Recordamos que es necesario dividir por mil para calcular I_{sc} en cualquier condición distinta a las condiciones estándar de medida. Donde I_{sc} representa la intensidad de cortocircuito para el módulo fotovoltaico.

Para evaluar R_s y V_t , se necesitan algunos datos adicionales:

- La temperatura de la celda T_c .
- El punto de máxima potencia (I_{mpp} y V_{mpp})

Recordemos que las condiciones Estándar de Medida (CEM): $T^a = 25^\circ\text{C}$; $AM = 1,5$; $E = 1.000 \text{ W/m}^2$

El único parámetro que no suministra el fabricante es R_s que es el parámetro a calcular. M. Green y E. Lorenzo (Green, 1982), (Lorenzo, 1994) basándose en estudios del comportamiento esperado de un dispositivo ideal, establecen una relación empírica entre V_{oc} y FF para obtener el valor de R_s a través de las ecuaciones:

$$FFO = \frac{V_{oc} - \ln(V_{oc} + 0.72)}{V_{oc} + 1} \quad (4.10)$$

$$R_s = \left(1 - \frac{FF}{FF_o}\right) \left(\frac{V_{oc}}{I_{sc}}\right) \quad (4.11)$$

Donde el valor de FFO representa el valor de FF para el dispositivo ideal o intrínseco -aquel para el que $R_s=0$, mientras que $V_{oc}=V_{oc}/V_t$. Resulta ser una manera sencilla de obtener la curva V-I modelada para un determinado dispositivo de silicio fotovoltaico.

Para el modelo térmico del panel fotovoltaico se han asumido ciertas simplificaciones necesarias, tales como la temperatura uniforme en toda la superficie del panel. Finalmente, la temperatura del panel se ha modelado como una función de la temperatura ambiente y la irradiancia instantánea en la ecuación diferencial:

$$\frac{dT_{FV}}{dt} = -\frac{1}{300}T_{FV} + \frac{1}{300}T_{amb} + (T_{NOC} - 293.15)\frac{G}{2400} \quad (4.12)$$

Donde la T_{FV} es la temperatura que alcanza el panel, T_{NOC} es la temperatura normal de operación de la celda ($45 \pm 2^\circ\text{C}$) y G es la irradiancia.

4.3.2.3. Implementación en Simulink

Estas ecuaciones se han implementado en un programa en Matlab-Simulink que permite calcular la curva de funcionamiento del campo fotovoltaico a distintos niveles de irradiancia y temperatura.

El generador Fotovoltaico se ha modelado a partir de los datos correspondientes de un panel comercial:

➤ **Generador Fotovoltaico:**

Módulo Isofoton® I-106/12

Potencia pico del módulo: 106 Wp

Intensidad en el punto de máxima potencia: 6.10 A

Voltaje en el punto de máxima potencia: 17.4 V

Para comprobar el funcionamiento del modelo, veamos la curva I-V del panel fotovoltaico generada con el modelo para distintos niveles de irradiancia:

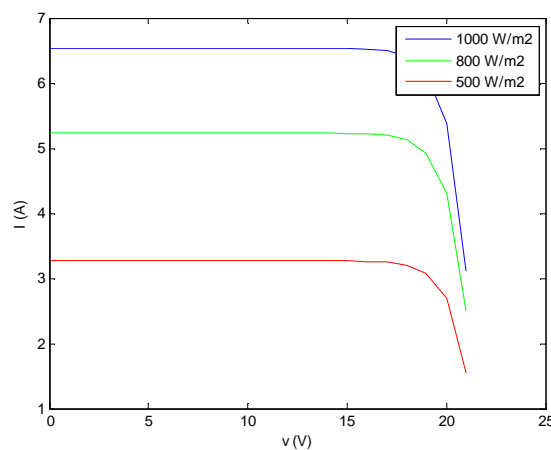


Figura 4.3.2.3.1. Curvas I-V para un panel Isofoton a distintas irradiancias.

Es interesante ver también la influencia de la temperatura en la siguiente gráfica

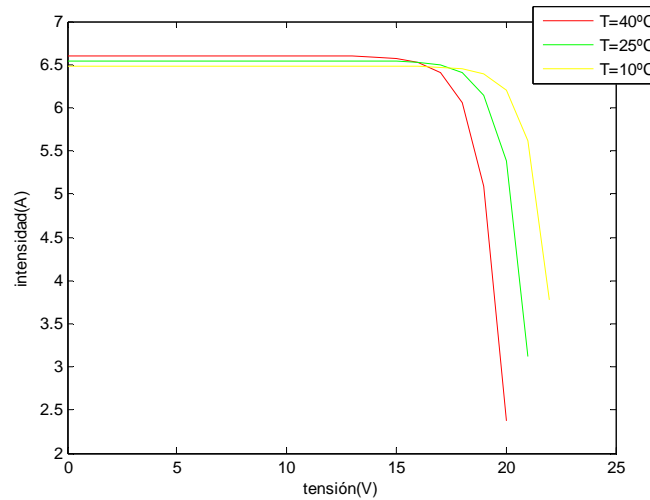


Figura 4.3.2.3.2. Curvas I-V para un panel Isofoton a distintas temperaturas.

Como se observa, la dependencia de la temperatura es acusada, provocando que a medida que aumenta la temperatura del panel disminuya la potencia eléctrica que podemos extraer del mismo.

El número de paneles en serie y en paralelo se conectan para conseguir adaptar el voltaje de salida a la tensión deseada.

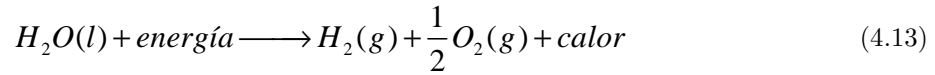
4.4. Modelado de electrolizador PEM

En esta sección se desarrolla el modelo dinámico de un electrolizador tipo PEM (*Proton Exchange membrane*). El modelo obtenido permite estudiar el comportamiento eléctrico y térmico del electrolizador. El objetivo de este apartado es la obtención de un modelo que sea capaz de ofrecer una descripción adecuada del comportamiento del electrolizador con fines de control durante su operación en plantas de potencia basadas en hidrógeno.

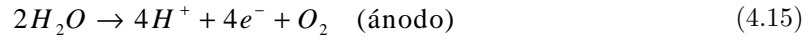
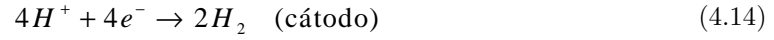
4.4.1. Termodinámica básica de la electrólisis del agua

El proceso de electrólisis está regido, al igual que otros procesos químicos, por tres fundamentos básicos: Termodinámica del proceso, cinética de las reacciones en los electrodos y los fenómenos de transporte (Choi, 2004). La termodinámica del proceso de electrólisis proporciona un marco teórico para la definición de las fuerzas impulsoras de las reacciones que se producen.

La expresión general de esta reacción viene dada por:



Y las semirreacciones implicadas en el proceso son:



Donde la entalpía de esta reacción viene dada por

$$\Delta H^\circ = H_{H_2}^\circ + 1/2H_{O_2}^\circ - H_{H_2O}^\circ = 286.03 \text{ kJ} / \text{mol}^{10} \quad (4.16)$$

Y la entropía de la reacción viene dada por:

$$\Delta S^\circ = S_{H_2}^\circ + 1/2S_{O_2}^\circ - S_{H_2O}^\circ = 0.163 \text{ kJ} / \text{mol} \cdot \text{K} \quad (4.17)$$

Combinando la entalpía y la entropía de la reacción se calcula el incremento de energía libre de Gibbs como:

$$\Delta G^\circ = \Delta H_r^\circ - T\Delta S^\circ = (286.03 - 0.163 \cdot T) \text{ kJ} / \text{mol} \quad (4.18)$$

Evaluando la expresión (4.18) para 1 bar de presión y temperatura 25°C se obtiene 237 kJ molK⁻¹. Esto indica la mínima energía que debe aplicarse para que se produzca la reacción en esas condiciones.

La variación de entalpía se corresponde con la energía total necesaria que hay que aportar para la producción de electrólisis y finalmente, el término TΔS está asociado a las irreversibilidades del proceso.

4.4.2. Modelo matemático y validación experimental

El modelo matemático desarrollado es un modelo dinámico dividido en dos secciones o submodelos. Un submodelo que contempla los procesos electroquímicos y un submodelo para simular los efectos térmicos.

El objetivo es obtener un modelo que represente fielmente el comportamiento eléctrico del electrolizador y que contemple dinámicas térmicas, ya que éstas influyen notablemente en el rendimiento y la operación del equipo (Ulleberg, 2003) (F. J. Pino, 2011).

¹⁰ Agua líquida

4.4.2.1. Modelo electroquímico del electrolizador PEM

Para que se produzcan las reacciones del proceso de la electrólisis se establece una diferencia de potencial en la celda que generan las reacciones descritas, al paso de la corriente. El modelo electroquímico permite obtener la curva característica tensión-intensidad de una celda. La caída de tensión que se establece es producto por tanto de varios fenómenos en el interior de la celda, que se pueden diferenciar por los sumandos que constituyen la siguiente expresión:

$$V_{celda} = V_0 + \eta_{act} + \eta_{ohm} + \eta_{ion} \quad (4.19)$$

Donde

V_0 es el voltaje reversible (V)

η_{act} es el potencial de activación de los electrodos(V)

η_{ohm} es la caída de tensión debida a la resistencia interna (V)

η_{ion} corresponde con las pérdidas relacionadas con la concentración iónica (V)

La caída de tensión total en el stack del electrolizador vendrá dado por el producto del número de celdas apiladas en serie (n) y el voltaje (V_{celda}) reflejado en la expresión (4.20).

$$V_{stack} = nV_{celda} \quad (4.20)$$

Cada uno de los sumandos de la ecuación (4.19) se puede calcular de manera independiente como se irá detallando a continuación.

El primero de ellos es el denominado **Voltaje reversible (E_0)**. El voltaje reversible tiene una expresión que muestra dependencia tanto de la temperatura como de las presiones parciales de los productos de la reacción.

$$V_0 = V_{0rev} + \frac{2.3RT \log(P_{H_2}^2 P_{O_2})}{4F} \quad (4.21)$$

Donde R es la constante de gases ideales, T es la temperatura en Kelvin, P_{H_2} y P_{O_2} son las presiones parciales de los gases (bar) y F es la constante de Faraday.

Donde a su vez, V_{0rev} viene dado por

$$V_{0rev} = 1.23 - 0.9^{-3} (T_{stack} - 298) \quad (4.22)$$

El siguiente sumando (η_{etd}) es el “Potencial de activación de los electrodos”, el cual se puede deducir de la siguiente expresión:

$$V_{act} = +\frac{RT}{F} \sinh^{-1} \left[\frac{1}{2} (i / i_{ao}) \right] + \frac{RT}{F} \sinh^{-1} \left[\frac{1}{2} (i / i_{co}) \right] + \left(\frac{\delta_B}{\sigma_B} \right) i \quad (4.23)$$

Siendo este el potencial de activación de electrodos definido por Butler-Volmer (A. Awasthi, 2011).

Donde

i es la densidad de corriente en el stack (A cm^{-2})

i_{ao} es la densidad de corriente en el cátodo (A cm^{-2})

i_{co} es la densidad de corriente en el ánodo (A cm^{-2})

δ_B es la anchura de la membrana Nafion® 117 del electrolizador (μm)

σ_B es la conductividad de la membrana del electrolizador (S/cm) que se puede deducir de la ecuación:

$$\sigma_B = (0.005139\lambda - 0.00326) e^{1268 \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_z} \right)} \quad (4.24)$$

Donde

Finalmente, se pueden agrupar los dos últimos sumandos de la ecuación (4.19) en uno solo, descrito por la ecuación:

$$\eta_{ion} + \eta_{ohm} = \eta_{ion_ohm} = \frac{\delta_B I}{A_{stack} \sigma_B} \quad (4.25)$$

Donde A_{stack} es el área de la membrana del electrolizador (cm^2)

Las ecuaciones presentadas anteriormente permiten determinar la dependencia entre tensión e intensidad para una temperatura dada. Dicha temperatura se obtiene del modelo térmico que se presenta a continuación.

4.4.2.2. Modelo térmico del electrolizador PEM

Para calcular la evolución de la temperatura (T) a lo largo del tiempo hay que calcular todos los términos involucrados en el balance de energía y obtener el calor resultante (\dot{Q}) generado en el proceso. Las ecuaciones que describen el balance de energía para el electrolizador PEM vienen dadas por:

$$C_t \frac{dT}{dt} = \dot{Q} \quad (4.26)$$

$$\dot{Q} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{per} - \dot{Q}_{ref} \quad (4.27)$$

Donde C_t expresa la capacidad térmica del stack. La determinación de C_t experimentalmente requiere una serie de pruebas donde se aplican curvas de calentamiento al sistema, el cual debe encontrarse térmicamente aislado y analizando finalmente las variaciones de temperatura, se puede deducir de la ecuación (4.26).

No obstante, también existe otro camino, consistente en la identificación de parámetros desconocidos del modelo mediante herramientas optimización multiparamétrica de Matlab. Este es el camino que se ha seguido en esta Tesis para la determinación de la capacidad calorífica.

El calor generado (\dot{Q}_{gen}) es el calor desprendido debido a la irreversibilidades en el proceso de la electrólisis.

$$\dot{Q}_{gen} = \dot{W}_T (1 - \eta_U) \quad (4.28)$$

El calor generado depende de la potencia consumida por el electrolizador (\dot{W}_T) y de la eficiencia de voltaje (η_U) que es una medida de lo correctamente que se está realizando la electrólisis. La eficiencia de voltaje se define como el cociente entre el voltaje necesario para producir la electrólisis, es decir, el voltaje termoneutro (U_{tn}) y el voltaje realmente aplicado a la celda electrolítica (U). O bien se puede expresar como:

$$\dot{Q}_{gen} = I(U - U_m)n \quad (4.29)$$

Siendo I la corriente que atraviesa el stack del electrolizador y n el número de celdas. Dentro de esta expresión, el cálculo del voltaje termoneutro U_m , se evalúa según:

$$U_m = V_{HHV} + \frac{\Phi Y}{2F} \quad (4.30)$$

Donde a su vez tenemos que:

$$V_{HHV} = 1.4756 + 2.252 \cdot 10^{-4} t + 1.52 \cdot 10^{-8} t^2 \quad (4.31)$$

$$\Phi = 1.5 \frac{P_{wsat}}{(P_{ez} - P_{wsat})} \quad (4.32)$$

$$P_{wsat} = e^{\left(13.669 - \frac{8096.23}{T}\right)} \quad (4.33)$$

$$Y = 42960 + 40.762t - 0.06682t^2 \quad (4.34)$$

Donde V_{HHV} se conoce por su expresión en inglés como *higher-high-value voltaje*. P_{wsat} es la presión parcial del vapor de agua y P_{ez} es la presión a la que trabaja el electrolizador. Nótese que T es la temperatura en Kelvin y t es la temperatura en °C. F es la constante de Faraday

El calor perdido (\dot{Q}_{per}) cuantifica la cantidad de calor que se disipa al ambiente a través de los límites físicos del equipo. Dada la complejidad del cálculo se utiliza un modelo simplificado unidimensional (Yunus, 2006).

$$\dot{Q}_{per,rad} = \frac{T_s - T_{alr}}{\frac{1}{h_{rad} \cdot A_o}} \quad (4.35)$$

$$h_{rad} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot \bar{T}^3 \quad (4.36)$$

Donde σ es la constante de Boltzmann, ε es la emisividad de la superficie exterior en el modelo de intercambio de calor y \bar{T} es una temperatura media entre la temperatura de la superficie (T_s) y la temperatura de los alrededores (T_{alr}).

$$\sigma \approx 5,6697 \cdot 10^{-8} \frac{W}{K^4 m^2} \quad (4.37)$$

Sin embargo este camino, requiere el conocimiento de parámetros de los cuales no se dispone. Ello nos lleva a deducir de manera simplificada el calor perdido a través de la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_{loss} = \frac{1}{R_t} (T - T_{amb}) \quad (4.38)$$

La resistencia térmica R_t se puede determinar a partir de la capacidad térmica C_t , según la expresión:

$$R_t = \frac{\tau_t}{C_t} \quad (4.39)$$

Donde τ_t es la constante de tiempo del sistema.

En cuanto al cálculo del último término del balance de energía \dot{Q}_{ref} , expresa el calor eliminado por el sistema de refrigeración. Existen varias posibilidades para abordar el problema de la refrigeración. Usualmente estos equipos disponen de un sistema de refrigeración que se activa cuando el equipo alcanza la temperatura límite permitida para así no sobrepasar ese límite, dado que las membranas podrían resultar dañadas.

Modelar el sistema de refrigeración detalladamente resultaría innecesario dentro del presente estudio, ya que no se pretende diseñar o estudiar el sistema de refrigeración de estos equipos. Por tanto, para este trabajo, se ha tomado la hipótesis de que el sistema de refrigeración es capaz de proporcionar siempre el calor necesario para que el equipo no sobrepase la temperatura nominal.

De este modo, se puede modelar el sistema de refrigeración del siguiente modo:

$$\left\{ \begin{array}{l} T < T_{nom} \rightarrow \dot{Q}_{ref} = 0 \\ T \geq T_{nom} \rightarrow \dot{Q}_{ref} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{per} \end{array} \right\} \quad (4.40)$$

Lo que establece que alcanzada la temperatura de trabajo, el sistema de refrigeración elimina el calor en exceso generado, manteniendo así la temperatura óptima del equipo.

4.4.2.3. Caudal de hidrógeno producido

Una vez modelada la parte eléctrica y térmica, las ecuaciones anteriormente descritas establecen un sistema de ecuaciones no lineales que una vez resuelto, permitirá conocer temperatura, tensión y corriente en el electrolizador. Una vez conocidas estas variables, con la intensidad que atraviesa una celda electrolítica (I) y la temperatura del electrolito (T) se calcula el caudal de hidrógeno producido mediante la siguiente expresión:

$$\dot{m}_{H_2} \left(\frac{gr}{s} \right) = I_{ez} \frac{n_{ez}}{F} \quad (4.41)$$

Donde n_{ez} es el número de celdas del stack, I_{ez} es la corriente que atraviesa el stack (A) y F es la constante de Faraday

La precisión de esta ecuación fue comprobada experimentalmente donde se incrementa la corriente en el stack del electrolizador paulatinamente y se va midiendo el caudal de hidrógeno producido. Los resultados se muestran en la Figura 4.4.2.3.1:

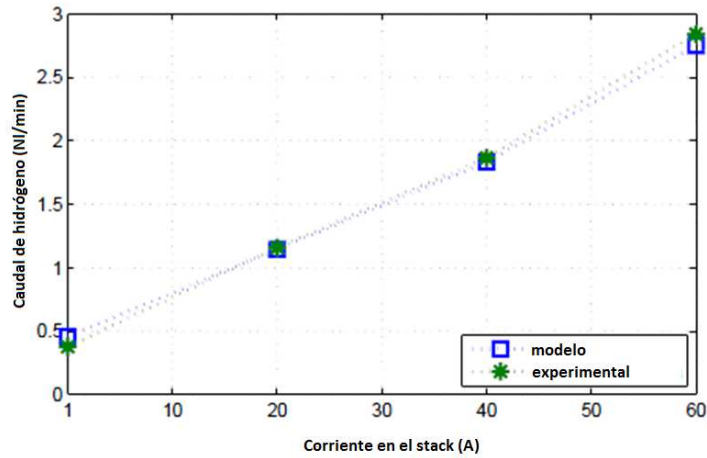


Figura 4.4.2.3.1. Caudal de hidrógeno teórico (azul) frente a caudal de hidrógeno experimental (rojo)

4.4.2.4. Implementación en Simulink del modelo del electrolizador

Como se puede observar en la Figura 4.4.2.4.2, existe una sola entrada al modelo, correspondiente a la potencia que se le aplica al stack, y como salida se obtienen la producción de hidrógeno. El modelo en Simulink se ha implementado siguiendo una estructura de bloques donde cada bloque corresponde a un submodelo.

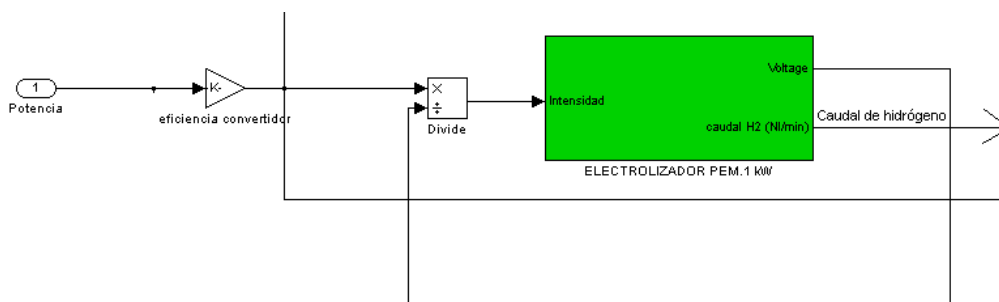


Figura 4.4.2.4.1 Implementación en Simulink del modelo del electrolizador. Recibe como entrada la potencia y ofrece como salida el caudal de hidrógeno

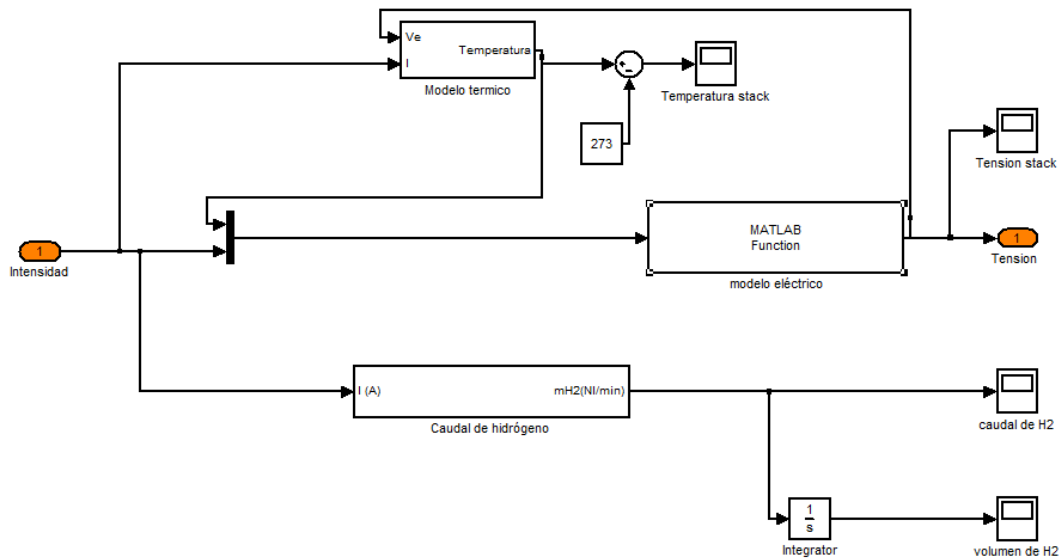


Figura 4.4.2.4.2 Implementación en Simulink del modelo de electrolizador PEM. Estructura interna del modelo que muestra el acoplamiento entre los distintos submodelos

Con el objetivo de facilitar al lector la reproducción del trabajo realizado aquí, es interesante destacar el método empleado para la implementación y resolución de las ecuaciones. Usando una herramienta de la librería de Simulink denominada “*memory block*”, se establece un valor inicial de las variables del sistema realimentadas. Esto permite de una vez resolver el sistema de ecuaciones con la ventaja de que el cálculo computacional es mucho menor que utilizando un método convencional de resolución del sistema de ecuaciones como el método de Newton-Raphson.

Se ha encontrado además, que esta técnica de implementación permite además eliminar cualquier error en la simulación debidos a bucles algebraicos.

4.4.2.5. Validación experimental del modelo de electrolizador PEM

4.4.2.5.1. Metodología

La metodología seguida contempla en primer lugar, la validación del modelo de manera estática. Es decir se obtendrá experimentalmente la curva de funcionamiento principal del electrolizador, la conocida como curva de polarización (intensidad-voltaje) del equipo, a una temperatura prefijada. Esta curva se comparará con la simulación. Una vez comprobada la validez del modelo

en condiciones estacionarias y realizados los ajustes que hubieran de hacerse se procede a la validación del modelo en condiciones de funcionamiento transitorio. Es decir, se someterá al electrolizador a una entrada de potencia en escalón y se comprobará la evolución de la temperatura experimental frente a la respuesta ofrecida por el modelo

4.4.2.5.2. Validación estática del modelo. Curva de polarización

Con objeto de validar las ecuaciones que describen el modelo se preparó y realizó el siguiente test:

Para validar el modelo se ha empleado el electrolizador del laboratorio de hidrógeno SPE-HAMILTON de 1 kW tipo PEM.

Mediante una fuente electrónica programable y el sistema de adquisición de datos del laboratorio. Se comienza aplicando una corriente de 25 A. Dicha corriente se va incrementando a escalones de 5 A tras haber transcurrido un tiempo necesario para que se establezca la temperatura del electrolizador.

El perfil de corriente al que se sometió el electrolizador se muestra en la

Figura 4.4.2.5.2.1:

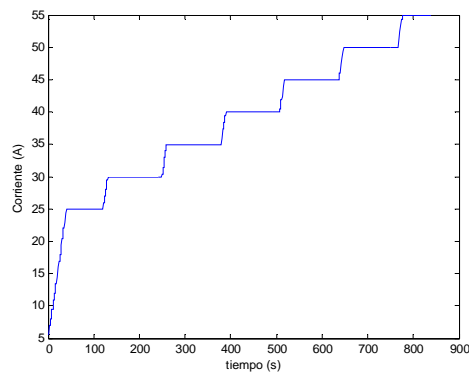


Figura 4.4.2.5.2.1 Perfil de corriente en escalón empleado en la validación del modelo matemático del electrolizador

Una vez estabilizada la temperatura, se registraron los valores de la tensión del stack y la temperatura en cada momento y se compararon con los resultados que daba el modelo para el mismo perfil de corriente y tiempo del experimento. El resultado de la validación estática se muestra en la Figura 4.4.2.5.2.2.

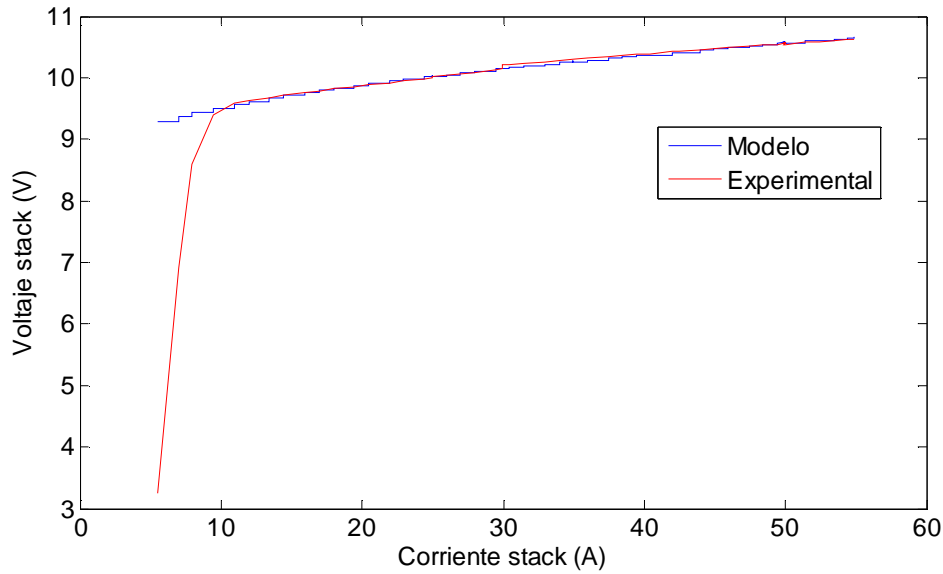


Figura 4.4.2.5.2.2. Validación de la curva V-I del electrolizador PEM (curva a 25°C)

4.4.2.5.3. Validación de la dinámica del modelo de electrolizador

El electrolizador se somete a una entrada tipo escalón en la potencia consumida. Se deja evolucionar el equipo durante un periodo de tiempo suficiente. En este caso la experiencia tuvo una duración de 15 minutos. Este tiempo es suficiente para apreciar la dinámica de la temperatura del electrolizador. En la Figura 4.4.2.5.3.1 vemos que los resultados ofrecidos por el modelo tienen un buen ajuste con los datos recogidos en la experiencia.

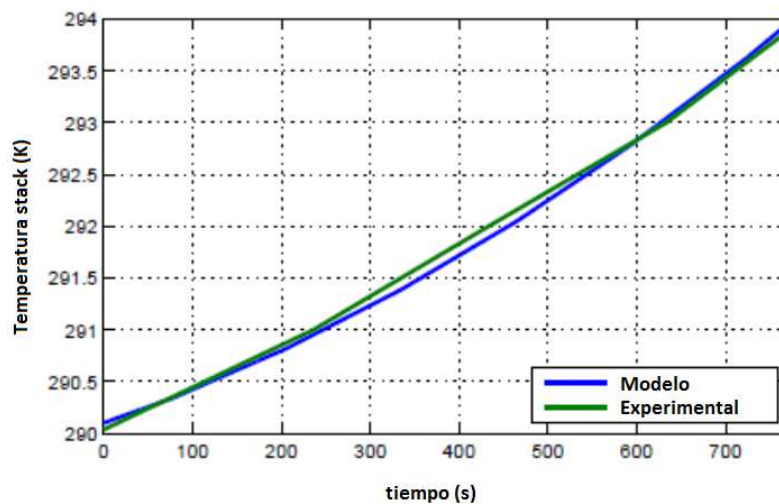


Figura 4.4.2.5.3.1 Comparación entre la evolución de la temperatura del stack durante el experimento y la temperatura predicha por el modelo.

Podemos concluir que los resultados obtenidos demuestran la validez del modelo propuesto. Esto nos permitirá usar el modelo para predecir con suficiente fidelidad el comportamiento del electrolizador.

Los parámetros que particularizan al electrolizador empleado en la validación son los siguientes.

Tabla 4.4.2.5.3.1 Parámetros del electrolizador PEM

Parámetro	Descripción	Valor	Fuente
A	Área del stack	212.35 cm ²	Manual técnico
PH₂	Presión parcial H ₂	6.9 barg	Manual técnico
PO₂	Presión parcial O ₂	1.3 barg	Manual técnico
I_{o_an}	Densidad de corriente ánodo	1.0631 10 ⁻⁰⁰⁶ A/cm ²	Manual técnico
I_{o_cat}	Densidad de corriente cátodo	1 10 ⁻³ A/cm ²	Manual técnico
δ_m	Espesor membrana	178 μm (nafion 117)	Manual técnico
σ_m	Conductividad membrana	0.14 S/cm	Manual técnico
λ	Humidificación	21	Calculado
Cez	Capacidad térmica electrolizador	420400 J/K	Calculado

Los parámetros de la tabla anterior se han obtenido mayoritariamente del manual de operación del equipo. Los parámetros desconocidos se han hallado mediante técnicas de optimización de parámetros en Matlab (cftool y *signal constraint*). Esta herramienta permite establecer un valor aproximado y unos límites superior e inferior (para obtener resultados realistas) como punto de partida de la optimización. Se han obtenido por esta técnica los parámetros de humidificación de la membrana y la capacidad térmica del equipo que eran desconocidos.

4.5. Modelado del tanque de Hidruro Metálico

4.5.1. Introducción.

En este apartado se describe el modelo matemático implementado en Simulink para el sistema de almacenamiento de hidrógeno basado en hidruros metálicos tipo AB5.

El modelo desarrollado es un modelo cero-dimensional, dado que es lo más conveniente desde el punto de vista de control y simulación de una instalación donde se incluyen tantos componentes.

Para los propósitos de esta Tesis, no interesa analizar la evolución de las variables internas (distribución de temperaturas, presiones, etc) del sistema, sino que lo que se desea, es conocer la respuesta o salidas globales del sistema (presión, hidrógeno absorbido, hidrógeno desorbido) en función de unas entradas determinadas.

Existen otra serie de modelos, unidimensionales, o bidimensionales que describen el funcionamiento interno del hidruro mediante ecuaciones en derivadas parciales que se resuelven mediante técnicas de elementos finitos. Pero como ya se ha señalado, este nivel de detalle no es necesario (ni recomendable) para el objetivo de modelado de esta Tesis. A continuación se describe el modelo de hidruro metálico empleado en esta Tesis:

4.5.2.Descripción y características del sistema de almacenamiento basado en Hidruros Metálicos AB5.

Un hidruro metálico es una aleación formada por diferentes metales e hidrógeno que permite almacenar dicho hidrógeno en forma sólida dentro de la propia estructura cristalina de la aleación. Una descripción más detallada de los hidruros metálicos se muestra en el Capítulo 3 de esta Tesis.

Las aleaciones de hidruros metálicos han despertado un gran interés a la hora de considerarlas como medios de almacenamiento de hidrógeno para sistemas de potencia estacionarios basados en pilas de combustible. El creciente interés en esta tecnología de hidruros se ve reflejado en un elevado número de publicaciones y estudios desarrollados para conocer el comportamiento de los mismos. Los trabajos de Freni, Ohlendorf, Melloulia, Talagañis y Meyer (A. Freni, 2009) (D. Ohlendorf, 1980) (S. Melloulia, 2009) (B.A. Talagañis G.O. Meyer, 2011) son algunos de los ejemplos más destacados.

De estos y otros trabajos, se han obtenido e implementado unas ecuaciones que permiten analizar los fenómenos asociados a la absorción y a la desorción del hidrógeno en una aleación de hidruros que como se verá, están fuertemente influenciados por los fenómenos de transferencia de calor.

4.5.3.Ecuaciones del modelo

La descripción en detalle de la interacción del hidrógeno con el hidruro metálico es un proceso muy complejo que comprende el estudio de la difusión de gases en medios porosos. Por ello, dado que el modelo será integrado en un complejo sistema de modelos interconectados, se van a asumir las siguientes simplificaciones e hipótesis.

4.5.3.1. Hipótesis:

- Se considera que al comienzo del proceso, la temperatura de la “cama del hidruro¹¹” coincide con la temperatura de entrada del hidrógeno.
- Se asume que los gases tienen un comportamiento de gas ideal.
- Se asume que el equilibrio térmico local es válido.
- La transferencia de calor por radiación se puede despreciar.
- La dispersión axial y radial están incluidas en el balance de masas para el fluido intersticial.
- Las caídas de presión axial y radial en el reactor dependen linealmente de la velocidad del fluido a través de las leyes de Darcy.
- Las propiedades termofísicas se mantienen constantes.

4.5.3.2. Balances de masa y energía

Para desarrollar este modelo de manera que resulte más sencilla, se estudia de manera separada el proceso de carga y descarga que se produce en el hidruro y posteriormente se procede a acoplar las ecuaciones.

- Ecuaciones para el proceso de carga:

La conservación de materia o balance de masa viene dada por la siguiente ecuación diferencial:

$$\dot{m}_{Hin} = \varepsilon_{MH} f V_{bed} \frac{d\rho}{dt} + (1 - \varepsilon_{MH}) f \rho_s V_{bed} \frac{dq_{H_2,a}}{dt} \quad (4.42)$$

Donde

\dot{m}_{Hin} es el caudal másico de hidrógeno que entra al hidruro (kg s^{-1})

ε es la porosidad del hidruro metálico

f Modela el efecto de introducir aletas.

V_{bed} es el volumen del hidruro metálico.

¹¹ Parte del tanque que contiene el material de hidruro metálico excluyendo el sistema de intercambiador de carcasa y tubo

ρ es la densidad del hidrógeno gas (kg m^{-3})

ρ_s la densidad del hidruro metálico (kg m^{-3})

q_a expresa el % p/p de hidrógeno absorbido en el hidruro.

La ecuación (4.42) se puede interpretar de la siguiente manera. El primer término del lado derecho de la ecuación representa el ratio de hidrógeno acumulado en la fase gas y el segundo término representa el ratio de hidrógeno acumulado en fase sólida.

El balance de energía del proceso de carga se describe mediante la siguiente expresión:

$$\left(\rho C_{v,g} + \frac{(1-\varepsilon_{MH})}{\varepsilon_{MH}} q_{H2,a} \rho_s C_{v,g} + \frac{(1-\varepsilon_{MH})}{\varepsilon_{MH}} \rho_s C_{p,s} \right) \frac{dT_{MH}}{dt} = - \frac{(1-\varepsilon_{MH})}{\varepsilon_{MH}} \rho_s \Delta H_a \frac{dq_{H2,a}}{dt} - U_a \frac{A_{cs}}{\varepsilon_{MH} fV_{bed}} (T_{MH} - T_c) + \left(\frac{P_{MH}}{\rho} \right) \frac{m_{H2,in}}{\varepsilon_{MH} fV_{bed}}$$

(4.43)

Donde:

$C_{v,g}$ es el calor específico del hidrógeno a volumen constante ($\text{J kg}^{-1}\text{k}^{-1}$)

$C_{p,s}$ es el calor específico del hidruro a presión constante ($\text{J kg}^{-1}\text{k}^{-1}$)

U_a es el coeficiente global de transferencia de calor para la absorción. ($\text{W m}^{-2}\text{k}^{-1}$)

A_{cs} es el área de transferencia de calor (m^2)

T_{MH} es la temperatura del hidruro metálico (K)

T_c es la temperatura del agua de refrigeración (K)

$m_{H2,in}$ es el caudal másico de hidrógeno suministrado (kg s^{-1})

En la ecuación (4.43), el término izquierdo representa el ratio de calor acumulado en la cama. El primer término del lado derecho de la ecuación representa el ratio de calor implicado en el proceso de absorción del hidrógeno. El segundo término modela la transferencia de calor entre el fluido de refrigeración y la cama. Y el tercer término representa el calor desprendido cuando se comprime el hidrógeno.

- **Ecuaciones para el proceso de descarga:**

El hidrógeno desorbido durante este proceso corresponderá al demandado por la pila de combustible para producir la potencia eléctrica requerida por la carga. Por tanto, este valor es impuesto por la pila de combustible.

A medida que ocurre el proceso de desorción, el hidruro se enfría, dado que la desorción es un proceso endotérmico. Por tanto, para favorecer la reacción lo que se hace es calentar la cama mediante un fluido caloportador.

El fluido caloportador es en ocasiones la propia agua que produce la pila de combustible. Pero este caso sólo se puede dar en sistemas con pilas de combustible de alta potencia. Consiguiendo así, aumentar la eficiencia global de la planta. En el resto de casos, el fluido puede proceder de placas térmicas solares calefactoras.

El balance de masa viene dado por la siguiente expresión:

$$\varepsilon_{MH} fV_{bed} \frac{d\rho}{dt} = -(1 - \varepsilon_{MH}) f \rho_s V_{bed} \frac{dq_{H2,d}}{dt} - \dot{m}_{H2,out} \quad (4.44)$$

Siendo $q_{H2,d}$ la fracción en peso de hidrógeno desorbido.

El término izquierdo de la ecuación representa el ratio de hidrógeno acumulado en la fase gas. Pasando al término de la derecha de la ecuación, el primer término modela el ratio de hidrógeno acumulado en fase sólida y el segundo término representa el ratio de masa de hidrógeno que abandona el sistema.

A continuación se presenta la ecuación de balance de energía para la desorción del hidrógeno:

$$\left(\rho C_{v,g} + \frac{(1 - \varepsilon_{MH})}{\varepsilon_{MH}} q_{H2,d} \rho_s C_{v,g} + \frac{(1 - \varepsilon_{MH})}{\varepsilon_{MH}} \rho_s C_{p,s} \right) \frac{dT_{MH}}{dt} = - \frac{(1 - \varepsilon_{MH})}{\varepsilon_{MH}} \rho_s \Delta H_d \frac{dq_{H2,d}}{dt} + U_d \frac{A_{cs}}{\varepsilon_{MH} fV_{bed}} (T_h - T_{MH}) - \left(\frac{P_{MH}}{\rho} \right) \frac{\dot{m}_{H2,out}}{\varepsilon fV_{bed}} \quad (4.45)$$

Donde en este caso U_d es el coeficiente global de transferencia de calor para el proceso de desorción, T_h es la temperatura del fluido caloportador y $\dot{m}_{H2,out}$ es el caudal másico de hidrógeno desorbido en el proceso.

El término de la izquierda representa el ratio de calor acumulado en la cama. El primer término en el lado derecho representa el calor requerido en la desorción. El segundo término representa

el calor transferido desde el fluido caloportador a la cama. El tercer término representa por último, el calor envuelto en el proceso de expansión del gas.

4.5.3.3. Cinética del proceso

La cinética del proceso se usa para modelar la velocidad con la que se producen las reacciones en el metal hidruro en los mecanismos de absorción y desorción. La cinética de la reacción en un hidruro metálico está generalmente aceptada (Karl J. Gross, 2008) y se pueda describir por:

$$\frac{dC}{dt} = K(T)F(C, P) \quad (4.46)$$

Donde $K(T)$ es la influencia de la temperatura y $F(C,P)$ es la función dependiente de la concentración en el material C y de la presión P .

Dicha K no es más que la constante que Arrhenius describe en la ecuación:

$$K(T) = A \exp\left(\frac{-E_A}{K_B T}\right) \quad (4.47)$$

Cuando las mediciones de la cinética son tomadas a diferentes temperaturas, se suele encontrar generalmente que los ratios de absorción y desorción del gas dependen fuertemente de la temperatura, siguiendo la ecuación de Arrhenius mostrada arriba.

Donde A es el factor de frecuencia, E_a es la energía de activación y T la temperatura. Denotemos que la ecuación de Arrhenius es actualmente una aproximación, dándose los mejores resultados para temperaturas del orden de 50-100 K, donde la energía de activación se puede considerar independiente de la temperatura (Karl J. Gross, 2008).

La energía de activación puede ser determinada midiendo la constante de cambio “ K ” a diferentes temperaturas y representando el logaritmo neperiano frente a la inversa de la temperatura. Representando estos datos gráficamente y trazando la recta de regresión, se puede hallar la pendiente, la cual corresponde a la energía de activación.

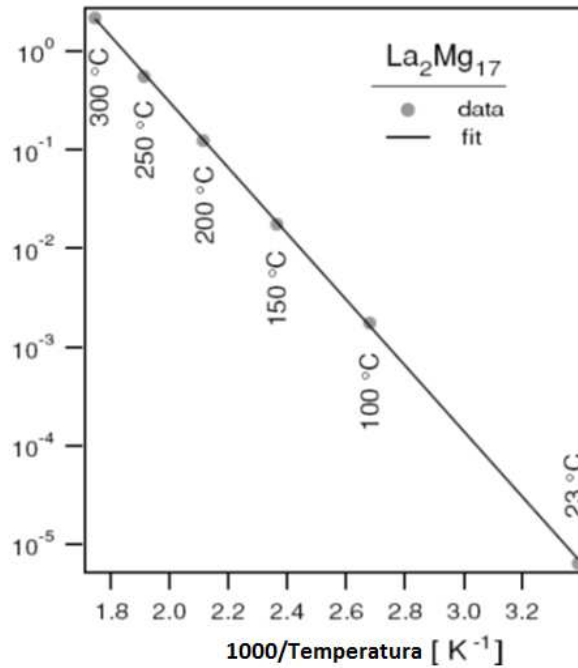


Figura 4.5.3.3.1 Representación de Arrhenius del coeficiente K frente a 1/T para la absorción de hidrógeno en hidruro de $\text{La}_2\text{Mg}_{17}$

Conocer la cinética es un elemento fundamental para poder modelar la dinámica del hidruro metálico. A continuación se presentan las ecuaciones que permitirán modelar este comportamiento:

En primer lugar, la presión de equilibrio P^* , viene dada por la ecuación de Van't Hoff:

$$\ln P^* = \frac{\Delta H}{RT} - \frac{\Delta S}{R} \quad (4.48)$$

Donde ΔH es la variación de entalpía de formación del hidruro (kJ mol^{-1}),

ΔS es la variación de entropía de la reacción ($\text{kJ mol}^{-1}\text{K}^{-1}$),

R es la constante de gases ideales y

T es la temperatura en grados Kelvin.

Así, como se ha indicado en la ecuación (4.46), la cinética de la absorción y desorción se describe mediante su dependencia en la ecuación de Arrhenius. Es decir, depende del parámetro K y de la función de la presión y concentración.

$$\frac{dq}{dt} = C_a e^{\left(\frac{-E_a}{RT}\right)} \ln\left(\frac{P}{P^*}\right) (q_{max} - q) \quad (4.49)$$

Donde C_a es la constante pre-exponencial

E_a es la energía de activación (J molH_2^{-1}).

P es la presión del gas en el hidruro (bar)

P^* es la presión de equilibrio (bar)

q_{max} es el % p/p de hidrógeno en el hidruro máximo que puede contener.

R es la constante de gases ideales

T la temperatura en Kelvin

Esta ecuación se particulariza para el caso de absorción o desorción:

Para la **desorción** tenemos que se particulariza a:

$$\frac{dq}{dt} = C_a e^{\left(\frac{-E_a}{RT}\right)} \ln\left(\frac{P - P^*}{P^*}\right) (q_{max} - q) \quad (4.50)$$

Y para la **absorción** la ecuación (4.49) anteriormente mostrada, es la que describe la cinética del proceso.

Estas son las ecuaciones principales que describen el modelo del hidruro metálico

4.5.3.4. Identificación de parámetros del modelo

Como se ha podido comprobar, a través de las ecuaciones anteriormente presentadas, existen multitud de parámetros en el modelo del hidruro metálico, muchos de ellos, no facilitados por el fabricante. En este apartado se expone la metodología para la determinación de los distintos parámetros y coeficientes de las ecuaciones descritas anteriormente, la mayoría de ellas son las propiedades físicas y químicas del hidruro metálico en sí, otras corresponden a las características estructurales del propio depósito.

Hay que señalar que las propiedades son particulares para cada hidruro metálico, obviamente, puesto que existen numerosas combinaciones dentro los AB5. Algunas de las propiedades han sido tomadas de valores de referencia de la literatura de un hidruro con la misma composición química, otras se han determinado experimentalmente y otras han sido calculadas en base a datos experimentales.

Los parámetros más importantes, se han decidido determinar experimentalmente, para que el modelo resulte más fidedigno.

Finalmente se resume en la Tabla 4.5.3.4.1 todos los parámetros y constantes utilizados en el modelo:

Tabla 4.5.3.4.1. Parámetros utilizados en el modelo de Hidruro Metálico

Símbolo	Descripción	Valor	Referencia:
ε	Porosidad. Índice de huecos de la cama del hidruro metálico.	0.5	(A. Freni, 2009)
f	Factor que se utiliza para tener en cuenta el aumento de superficie de transferencia de calor gracias al uso de aletas.	1 (no tiene aletas)	(Mandhapati Raju, 2010)
Vbed	Volumen de la cama del metal hidruro. V= volumen del cilindro	0.0380 m ³	Manual técnico
ρ_s	Densidad del hidruro saturado de hidrógeno	3240 kg/m ³	(A. Freni, 2009)
ρ	Densidad del hidruro vacío.	3200 kg/m ³	(A. Freni, 2009)
ΔH	Entalpía de formación del hidruro	30.8 kJ/mol	Facilitado por fabricante/calculado
ΔS	Entropía de formación del hidruro.	111.5 kJ/mol k	(D. Ohlendorf, 1980)
Ea	Energía de activación	Ea=21.1796 ; kJ/mol	(Couturier, 2008)
Ca	Factor pre exponencial	59.187; (1/segundos)	(Couturier, 2008)
qmax	Tanto por ciento en peso de hidrógeno.	1.2174% p/p	Calculado en base a la densidad del gas, 7 Nm ³ y 46 kg de metal hidruro.
Cvg	Calor específico del hidrógeno	14.304 KJ/molK	(Couturier, 2008)
Cps	Calor específico del hidruro metálico	0.419 ; kJ/molk	(Couturier, 2008)
Acs	Área total de transferencia de calor. Debe tener en cuenta el área de las aletas y los tubos (si los hubiera)	1.1453 m ²	Manual técnico
U	Coefficiente global de transferencia de calor	2737 W/m ² K	Calculado-experimental

4.5.3.5. Implementación en Simulink

A pesar de que existen gran número de modelos de hidruros metálicos en la literatura, no existen modelos y simulaciones de hidruros integrados en sistemas de energías renovables. Esto implica un trabajo de implementación y adaptación. Una de las adaptaciones más relevantes que hay que realizar en el modelo es en la presión de entrada. Así, durante el proceso de carga, la presión de carga real depende de la cantidad de hidrógeno suministrada por el electrolizador y de la cinética de absorción del hidruro (ver esquema

Figura 4.5.3.5.1). De este modo, la presión que se establece en el volumen de control a la entrada del hidruro depende del balance de masa y de la ley de gases ideales.

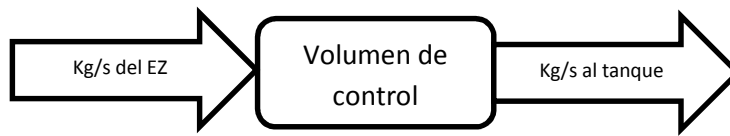


Figura 4.5.3.5.1 Esquema del volumen de control

En el esquema de la figura

$$\frac{dP}{dt}V = \frac{1}{PM} \frac{dm_{vc}}{dt} RT \quad (4.51)$$

$$\dot{m}_{vc} = \dot{m}_{in} - \dot{m}_{out} \quad (4.52)$$

Donde

P es la presión de hidrógeno a la entrada del hidruro (bar)

V es el volumen del buffer de hidrógeno a la entrada del hidruro (m³)

PM es el peso molecular del hidrógeno

m_{vc} son los kilogramos de hidrógeno en el volumen de control

R es la constante de gases ideales

T es la temperatura del hidrógeno (K)

m_{in} es la cantidad de hidrógeno que entra al buffer, fijado por la producción del electrolizador (g s⁻¹)

m_{out} es la cantidad de hidrógeno absorbido por el hidruro metálico (g s⁻¹).

La ecuación (4.51) permite determinar la presión de carga real. Este valor será la entrada al submodelo de carga, que dará como salida la cantidad de hidrógeno absorbido.

En el modelo para la descarga se aporta como entrada el caudal de hidrógeno demandado y se ofrece como salida la presión en el depósito de hidrógeno y la cantidad de hidrógeno desorbido en el proceso. Para acoplar ambos modelos, la cantidad de hidrógeno en el hidruro (q), ha de ser la misma en ambos submodelos.

El detalle de la implementación de este modelo en Matlab se muestra la estructura de bloques en Simulink de las Figura 4.5.3.5.2-2.

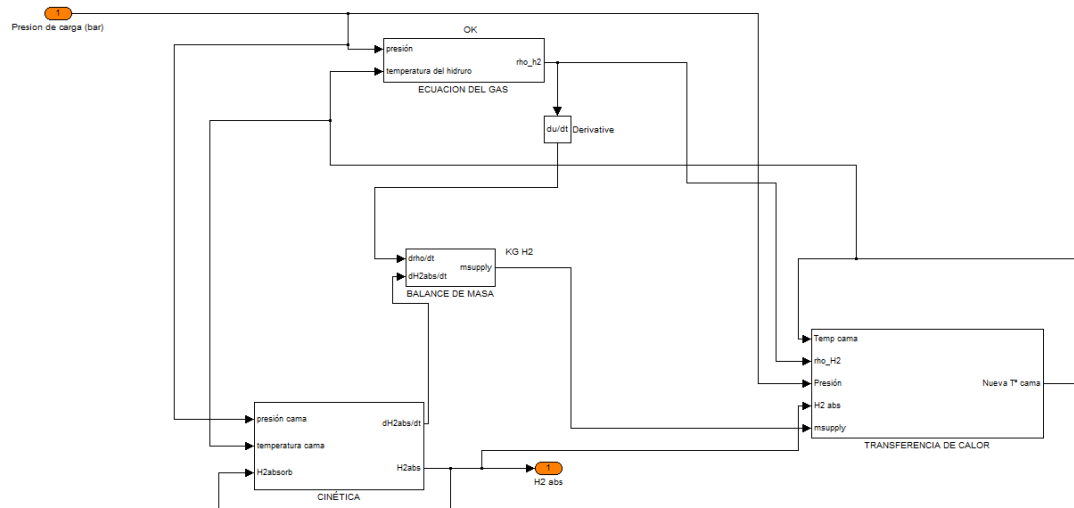


Figura 4.5.3.5.2. Estructura interna para el submodelo de carga del hidruro metálico.

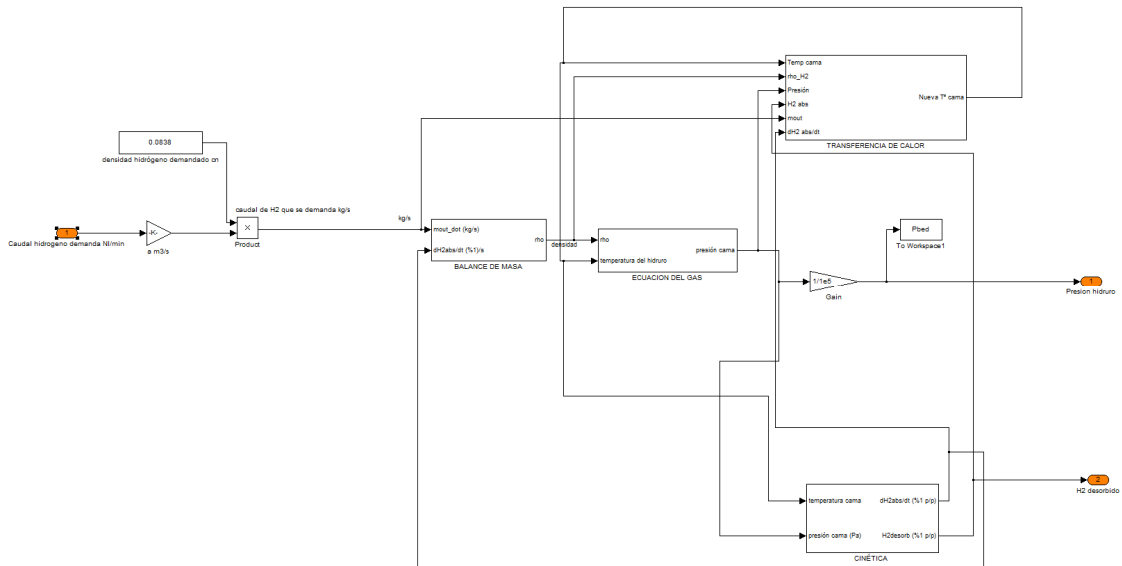


Figura 4.5.3.5.3. Estructura interna para el submodelo de descarga del hidruro metálico.

4.5.3.6. Validación experimental del modelo de hidruro metálico

4.5.3.6.1. Metodología

La metodología usada para la validación del hidruro debe constar de dos partes debido a que el propio modelo ha sido construido en dos partes claramente diferenciadas, que son la carga y la descarga.

Por tanto, se van a realizar dos pruebas consistentes en someter al hidruro a una descarga y una carga controladas. Para descargar el tanque se tendrá que usar necesariamente la pila de combustible para consumir el hidrógeno del tanque. Mientras que para validar el proceso de carga la instalación dispone de una entrada de hidrógeno externa, procedente de una rampa de hidrógeno instalada en el exterior. Esto permite realizar el experimento más rápidamente ya que la cantidad de hidrógeno procedente del electrolizador es relativamente pequeña y obligaría a realizar un experimento de muy larga duración.

Como se ha descrito, en un tanque de hidruros, los procesos de transferencia de calor tienen especial relevancia ya que gobiernan completamente la cinética de la reacción. Por ello se prestará especial atención a la validación de la evolución de la temperatura en el tanque del hidruro. Aunque el tanque de hidruros no dispone de un termopar interno (es un dispositivo comercial) se toma la temperatura del hidruro como la temperatura de salida del agua del tanque.

4.5.3.6.2. Validación del proceso de descarga

El test consiste en aplicar al hidruro una demanda de hidrógeno constante. Este proceso se ha realizado activando la pila de combustible a potencia constante para nuestra instalación. Para fomentar la desorción del hidrógeno se utiliza agua caliente al principio del proceso.

En la Figura 4.5.3.6.2.1 se muestran los perfiles de temperatura de agua a la entrada y de caudal de hidrógeno demandado frente al tiempo.

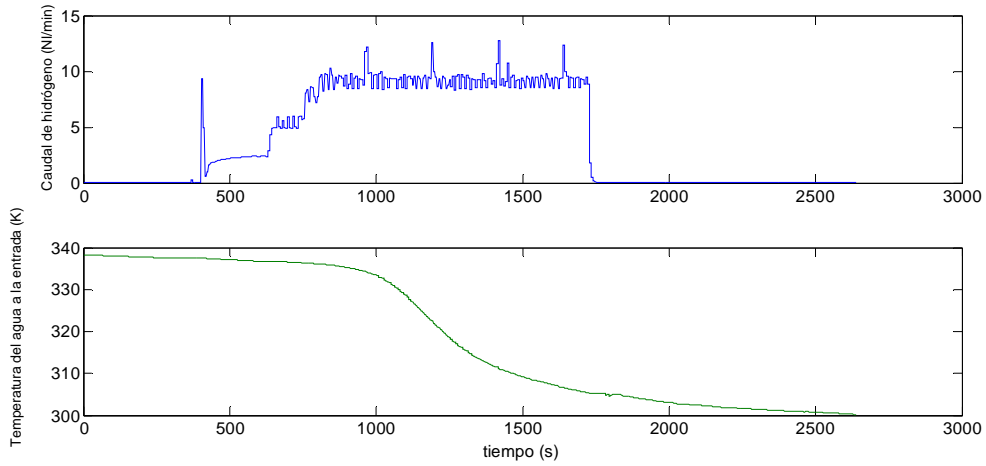


Figura 4.5.3.6.2.1 Caudal de hidrógeno demandado al tanque de hidruros metálicos y temperatura de entrada del agua al tanque.

El hidruro metálico se calienta produciendo la desorción del hidrógeno mucho más rápido de lo que la pila puede consumir, por ello la presión sube considerablemente al comienzo del experimento. Con el tiempo, a medida que se va consumiendo el hidrógeno y se deja de inyectar agua caliente, la presión del tanque desciende.

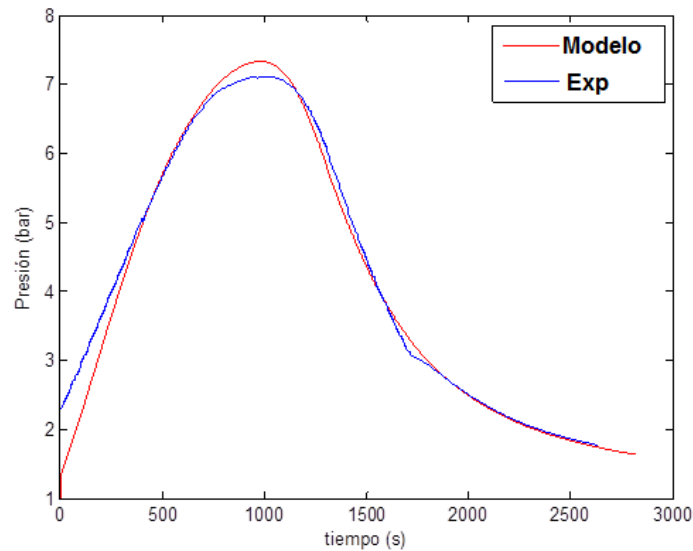


Figura 4.5.3.6.2.2. Validación del modelo de hidruros metálicos. Evolución de la presión en el interior del depósito predicha (rojo) frente a real (azul), ante una entrada impulso del fluido caloportador.

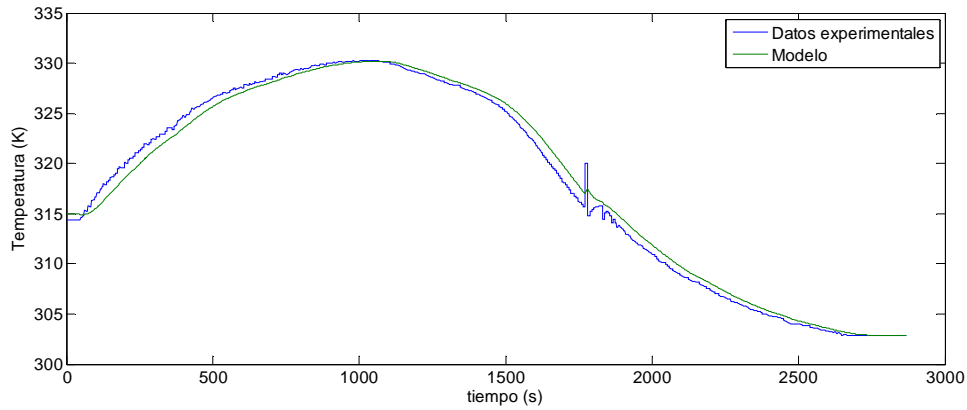


Figura 4.5.3.6.2.3 Comparación entre los resultados experimentales y el modelo para la temperatura durante el proceso de descarga

El modelo sigue razonablemente bien los datos obtenidos experimentalmente. La diferencia inicial en la presión de la Figura 4.5.3.6.3.2 se atribuye a una la imposibilidad de determinar con mayor precisión las condiciones iniciales de hidrógeno contenido en el hidruro, el cual influencia esa presión inicial

4.5.3.6.3. Validación del proceso de carga

El test consiste en aplicar al hidruro una presión de carga constante. Se utiliza un suministro externo de hidrógeno, procedente de botella de hidrógeno a presión. La entrada es regulada a 4.5 bar. El hidruro es refrigerado durante el test utilizando agua de red.

La presión de carga aguas arriba se mantiene constante durante todo el proceso gracias a un regulador de presión. La presión aguas abajo cambia con el contenido de hidrógeno en el hidruro y la temperatura. El agua de red entra con una temperatura de 25°C constante.

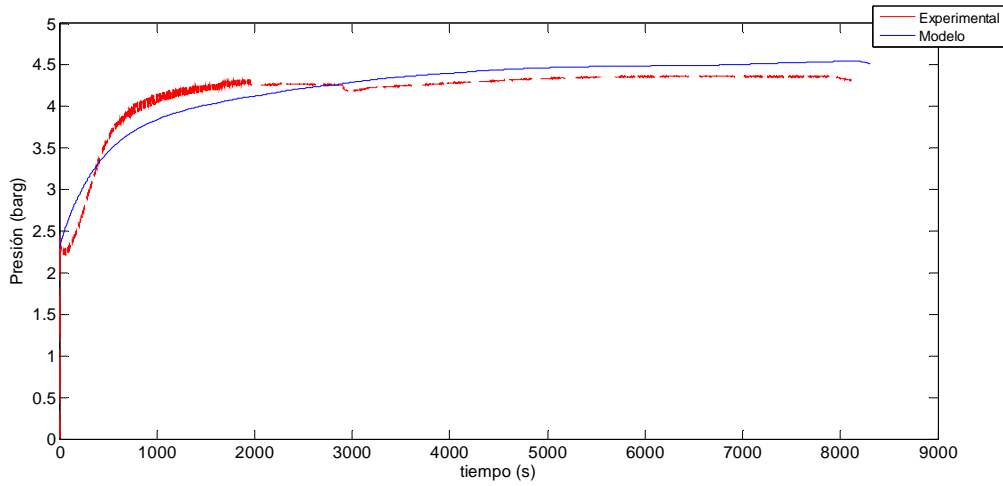


Figura 4.5.3.6.3.1 Comparación de la evolución de la presión de hidrógeno a la entrada del hidruro entre el modelo y la medida experimental

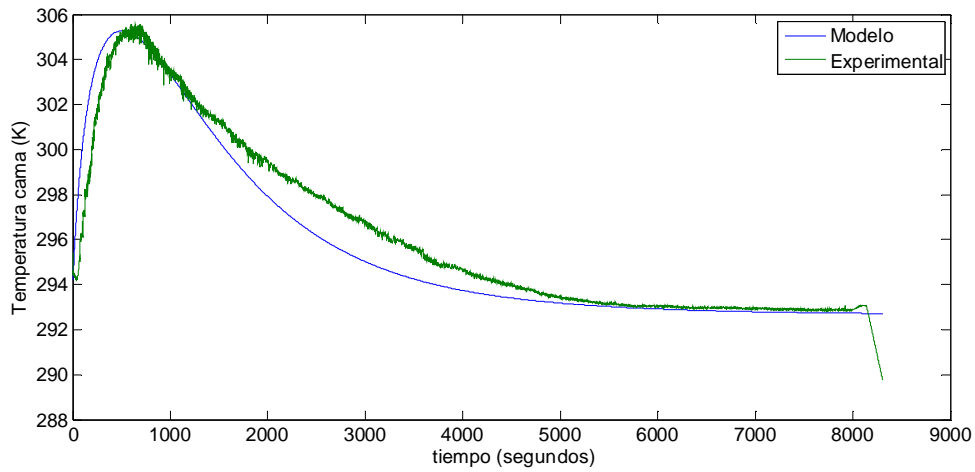


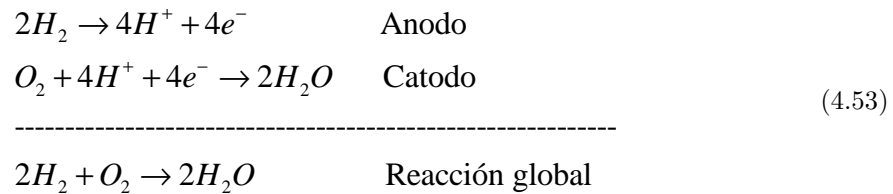
Figura 4.5.3.6.3.2 Comparación entre la evolución de la temperatura del hidruro experimental y la temperatura predicha por el modelo en el proceso de carga

Los resultados obtenidos siguen de manera razonable la respuesta ofrecida por el modelo. Teniendo en cuenta la dificultad que entraña este modelo (como puede apreciarse por la cantidad de ecuaciones usadas), concluimos que los resultados tienen suficiente precisión a efectos macroscópicos de un modelo global de una microrred.

4.6. Modelado de pila de Combustible PEM

4.6.1. Introducción

En este apartado se describe el modelo matemático para la pila de combustible tipo PEM. En cada electrodo de la pila de combustible se lleva a cabo una semirreacción. La suma de ambas semirreacciones nos proporciona la reacción global. En nuestro caso, en el que la pila de combustible utilizada es de tipo PEM, la reacción que se lleva a cabo toma la siguiente forma:



Así utilizando oxígeno, o aire, como comburente e hidrógeno como combustible; mediante las reacciones electroquímicas expuestas es posible obtener energía eléctrica. Como subproducto de la reacción se obtiene agua (además de los reactivos que no hayan reaccionado).

4.6.2. Descripción del modelo de pila de combustible

El modelo de pila de combustible que se va a validar, tiene como peculiaridad que combina las ecuaciones teóricas con relaciones experimentales, adaptado del trabajo de A.J. del Real (A. J. del Real, 2007). El modelo propuesto A.J. del Real es un modelo teórico donde se reflejan fielmente todas las dinámicas de una pila de combustible tipo PEM.

Para el propósito de esta Tesis se considera que, siendo la dinámica electroquímica de la pila es sensiblemente más rápida (del orden de milisegundos) que el resto de dinámicas de los equipos involucrados en la microrred (del orden de minutos, como las de la fuente de renovable, electrolizador o hidruros metálicos), es lícito y aconsejable simplificar el modelo quedando de la siguiente manera:

El modelo simplificado, siguiendo la misma sistemática que para el electrolizador, se compondrá de dos bloques principales:

- Modelo estático electro-químico
- Modelo dinámico térmico.

Estos modelos estarán acoplados entre sí, siguiendo la misma metodología expuesta en los casos anteriores. El modelo estático estará influenciado por el modelo térmico y viceversa.

4.6.2.1. Modelo electroquímico

La expresión que expresa el voltaje de una celda en la pila de combustible se puede descomponer de la siguiente forma:

$$V_{fc} = v_0 - v_{act} - v_{ohm} - v_{conc} \quad (4.54)$$

Los distintos sumandos describen las diferentes zonas de comportamiento de la pila, condicionados por las características físicas de la misma.

V_0 representa el voltaje a circuito abierto, el cual va disminuyendo a medida que la corriente solicitada en el circuito aumenta. De este modo, en la primera fase, hasta cierto valor de la corriente, el voltaje disminuye una cierta cantidad V_{act} , denominado sobre-voltaje de activación.

A continuación, en la etapa siguiente, a medida que aumenta la corriente, nos encontramos en la zona denominada de pérdidas óhmicas (V_{ohm}), caracterizada por la linealidad. Son debidas a la resistencia de la membrana a la transferencia de electrones (DoE, 2000).

Finalmente, cuando la corriente es muy elevada, al máximo nivel de potencia, aparece el denominado sobre-voltaje de concentración, que se caracteriza por provocar una caída brusca del voltaje, provocada por ineficiencias en altos niveles de consumo de reactivos. Aunque el modelo contempla este último voltaje, no es normal llegar a este límite en el uso real de los equipos, ya que pueden producir daños físicos.

El modelo empleado utiliza el método propuesto en (A. J. del Real, 2007). En dicho artículo, la ecuación queda en función de unos coeficientes (x_1, x_2, \dots, x_i) que se pueden hallar, particularizando para cada pila, mediante un algoritmo que se describe a continuación.

La curva de polarización se puede describir por:

$$V_{fc} = x_1 + x_2 (T_{st} - T_{st}^0) + x_3 \left(0.5 \ln(P_{O_2,ca}) + \ln(P_{H_2}) \right) - x_4 \left(1 - \exp(-j / x_5) \right) - x_6 j - x_7 j^{(1+x_8)} \quad (4.55)$$

$$j = \frac{I_{st}}{A_{fc}} \quad (4.56)$$

Donde

V_{fc} es la tensión del stack (V)

I_{st} es la corriente que genera el stack (A)

A_{fc} es el área efectiva de la membrana (cm^2)

j es la densidad de corriente en el stack ($A\ cm^{-2}$)

T_{0st} es la temperatura nominal del stack (K)

T_{st} es la temperatura del stack (K)

$P_{O_2,ca}$ es la presión de oxígeno en el cátodo (bar)

P_{H_2} es la presión de hidrógeno en el ánodo (bar)

Teniendo en cuenta que el voltaje final que ofrecería la pila de combustible sería, el voltaje de una monocelda, multiplicado por el número de celdas (n_{fc}):

$$V_{st} = n_{fc} V_{fc} \quad (4.57)$$

Como se observa, la ecuación del modelo (4.54) ahora está particularizada por unos coeficientes x_i que son calculados por el método que se presenta a continuación:

- En primer lugar se necesitan 4 puntos experimentales (p_{ji}, p_{ij}) que definen la forma de la curva de polarización.
- También se necesitan algunos coeficientes experimentales:

$$\frac{\Delta V_{fc}}{\Delta T_{st}} \quad Y \quad \frac{\Delta V_{fc}}{\Delta P_{O_2}}$$

Que se obtienen experimentalmente, tras hacer funcionar la pila cerca del punto de operación.

Los 4 puntos (p_{ji}, p_{ij}) característicos de los que hablamos deben ser escogidos de tal modo que dividan la curva de polarización en tres partes, cada uno corresponde a una de las tres caídas de voltaje.

Por otra parte conocemos que los coeficientes x_i vienen dados por las expresiones:

$$x_8 = \frac{1 + p_{4i}^2}{0.25 p_{4i}} \quad (4.58)$$

$$x_7 = \frac{(p_{4v} - p_{3v}) + (p_{2v} - p_{3v})(p_{4i} - p_{3i}) / (p_{3i} - p_{2i})}{-p_{4i}^{(1+x_8)} + p_{3i}^{(1+x_8)} (p_{4i} - p_{3i}) / (p_{3i} - p_{2i})} \quad (4.59)$$

$$x_6 = \frac{(p_{2v} - p_{3v}) - x_7 p_{3i}^{(1+x_8)}}{(p_{3i} - p_{2i})} \quad (4.60)$$

$$x_5 = \frac{p_{2i} - p_{1i}}{4} \quad (4.61)$$

$$x_4 = p_{1v} - p_{2v} - x_6 p_{2i} \quad (4.62)$$

$$x_3 = 2p_{O_{2,ca}}^0 \frac{\Delta V_{fc}}{\Delta p_{O_{2,ca}}} \quad (4.63)$$

$$x_2 = \frac{\Delta V_{fc}}{\Delta T_{st}} \quad (4.64)$$

$$x_1 = p_{1v} - x_3 \left(0.5 \ln(p_{O_{2,ca}}^0) + \ln(p_{H_{2,ca}}^0) \right) \quad (4.65)$$

Las ecuaciones descritas permiten definir completamente la curva de polarización para la pila de combustible.

El hidrógeno requerido por la pila de combustible para producir la potencia demandada viene dado por la ecuación:

$$\dot{n} = \frac{n_{cells} I}{zF} \quad (4.66)$$

Donde

\dot{n} es el caudal de hidrógeno demandado (mol s^{-1})

N es el número de celdas de la pila de combustible

I es la corriente eléctrica que atraviesa el stack (A)

Z es el número de electrones por molécula (2)

F es la constante de Faraday (96500)

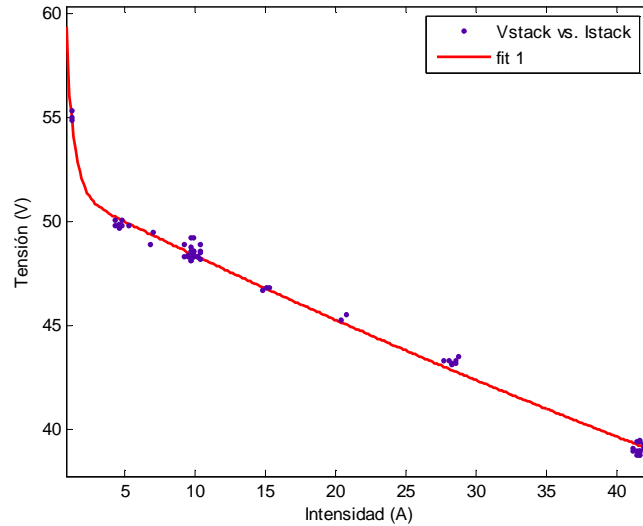


Figura 4.6.2.2.2 Curva de ajuste para los resultados experimentales de la curva de polarización

Tabla 4.6.2.2.1. Puntos de corriente y tensión escogidos de la curva experimental para el algoritmo

P _{ji}	P _{ij}
0	60
4,3	50,1
41,4	39,4
62	25,2

En la primera columna (P_{ji}) de la Tabla 4.6.2.2.2 se presentan las intensidades, y en la segunda las tensiones. Comentar que el último punto ha sido facilitado por el fabricante, dado que llevar la pila a ese límite por nuestra parte, implicaría dañar la membrana irreversiblemente. Los parámetros que se han usado para caracterizar el modelo de nuestra pila PEM son:

Parámetro	Valor	Fuente
$\frac{\Delta V_{fc}}{\Delta P_{O_2}}$	0.761 (V bar ⁻¹)	Nexa PEMFC 1.2 kW
$\frac{\Delta V_{fc}}{\Delta T_{st}}$	2.93 x 10 ⁻³ (V K ⁻¹)	Nexa PEMFC 1.2 kW
PO ₂	0.16 (bar)	Manual técnico
PH ₂	1.55 (bar)	Manual técnico
A _{fc_ efectiva}	61 (cm ²)	Manual técnico
T _{st0}	296 (K)	-

Tabla 4.6.2.2.2. Parámetros del modelo de pila PEM

Se ha programado en Matlab una rutina .m que calcula los valores Xi del algoritmo usando los datos de la Tabla 4.6.2.2.2. Finalmente se obtiene:

xi	Valor
X1	1.0461
X2	0.00293
X3	0.24352
X4	0.066098
X5	0.012705
X6	0.29179
X7	0.028396
X8	8.0011

Tabla 4.6.2.2.3. Valores obtenidos de Xi

Una vez obtenidos los parámetros que caracterizan la curva de polarización del modelo, podemos representar dicha curva conjuntamente con los valores experimentales, para comprobar la bondad del modelo.

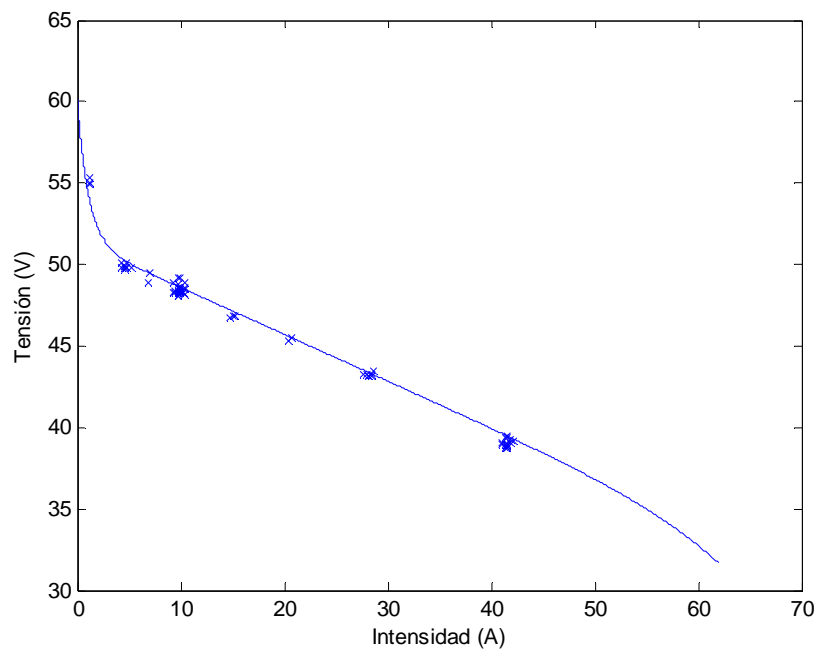


Figura 4.6.2.2.3. Validación experimental de la curva tensión-intensidad de la pila de combustible PEM ('x': datos experimentales, línea sólida: modelo)

Se observa que el ajuste de la curva del modelo con los datos experimentales es francamente bueno. Lo que nos lleva a considerar el modelo como adecuado, y las hipótesis realizadas válidas.

4.6.2.3. Modelo térmico de la pila de combustible PEM

La manera más sencilla y eficaz de modelar la evolución de la temperatura en el stack de la pila de combustible sigue la misma metodología presentada para el electrolizador en 4.4.2.2.

De este modo, la temperatura del stack vendrá dado por la relación entre la capacidad térmica del stack con el balance de energía. El calor generado en la pila de combustible durante la operación se debe en términos termodinámicos a la variación de entropía. Entonces se tiene que la primera ley de la termodinámica se puede expresar como:

$$Ct_{fc} \frac{dT_{fc}}{dt} = \dot{Q}_{H_{react}} - P_{elec} - \dot{Q}_{amb} \quad (4.67)$$

Donde en el lado izquierdo de la ecuación, la capacidad térmica de la pila es Ct_{fc} y T_{fc} es la temperatura del stack.

El primer término del lado derecho de la ecuación evalúa la entalpía de la reacción (4.53). El segundo término es la energía disipada en la generación de energía eléctrica. Finalmente, el tercer término se refiere a la cantidad de calor evacuado por efecto de la convección. Este término incluye el calor eliminado por el sistema de refrigeración de la pila de combustible. Este sistema de refrigeración se supone que funciona en todo momento, y es función de la potencia a la que trabaja la pila. Cuando la pila de combustible alcanza la temperatura máxima de operación permitida (60°C), la refrigeración (por aire) se activa a máxima potencia enfriando la pila.

La dependencia de la tensión en el stack (y por ende en la potencia aportada) es muy acusada con la temperatura. En la Figura 4.6.2.3.1 se observa cómo a mayor temperatura se obtiene más potencia.

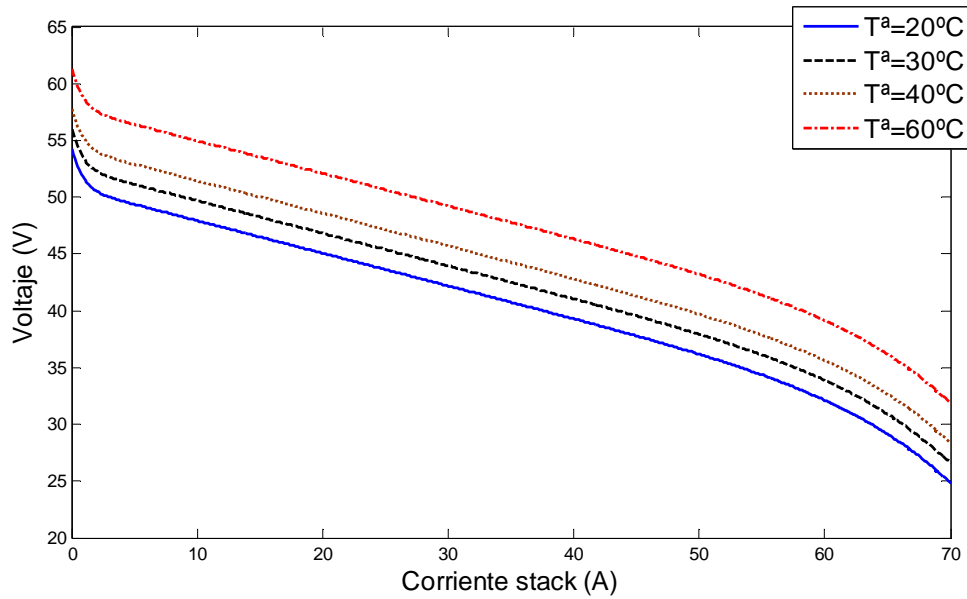


Figura 4.6.2.3.1. Curvas de polarización de la pila de combustible MES-DEA 1.5 KW a temperaturas $T=20,30,40$ y 60°C

4.6.2.4. Validación del modelo térmico de la pila de combustible

Una vez validado el modelo estacionario (curva de polarización) se procede a la validación dinámica (modelo térmico). Para la validación del modelo térmico de la pila de combustible se ha usado un perfil de potencia variable, donde claramente se puedan diferenciar los diferentes puntos de operación de la pila de combustible. Utilizando la carga electrónica para demandar a ese perfil a la pila, se obtuvieron los resultados mostrados a continuación:

El perfil de potencia usado para la validación se muestra en la Figura 4.6.2.4.1.

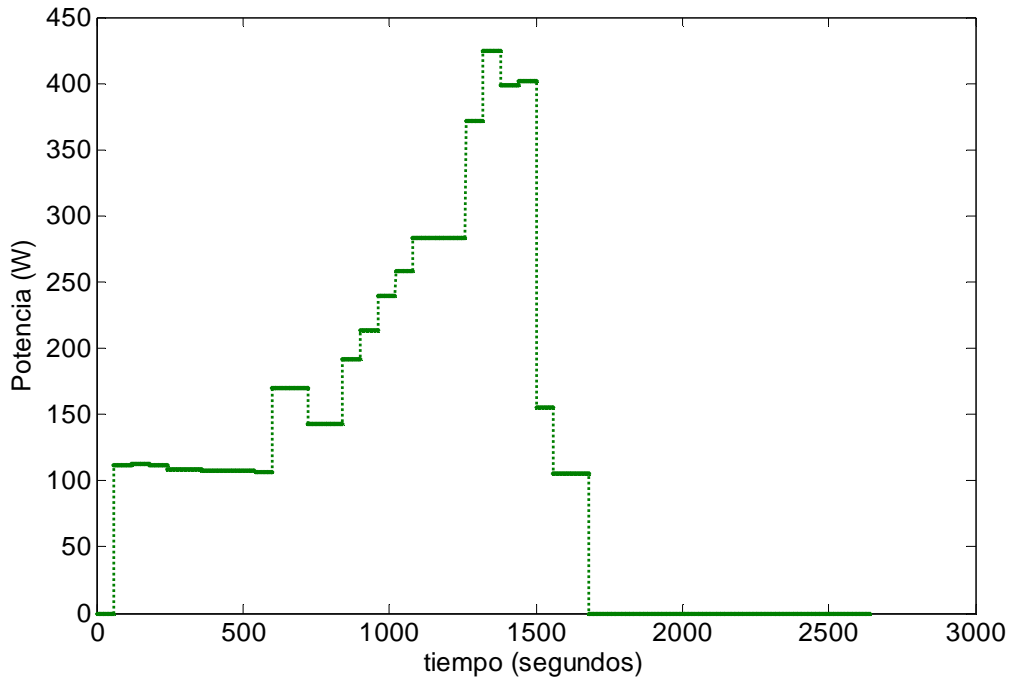


Figura 4.6.2.4.1 Perfil de potencia solicitada a la pila de combustible para el ensayo de validación

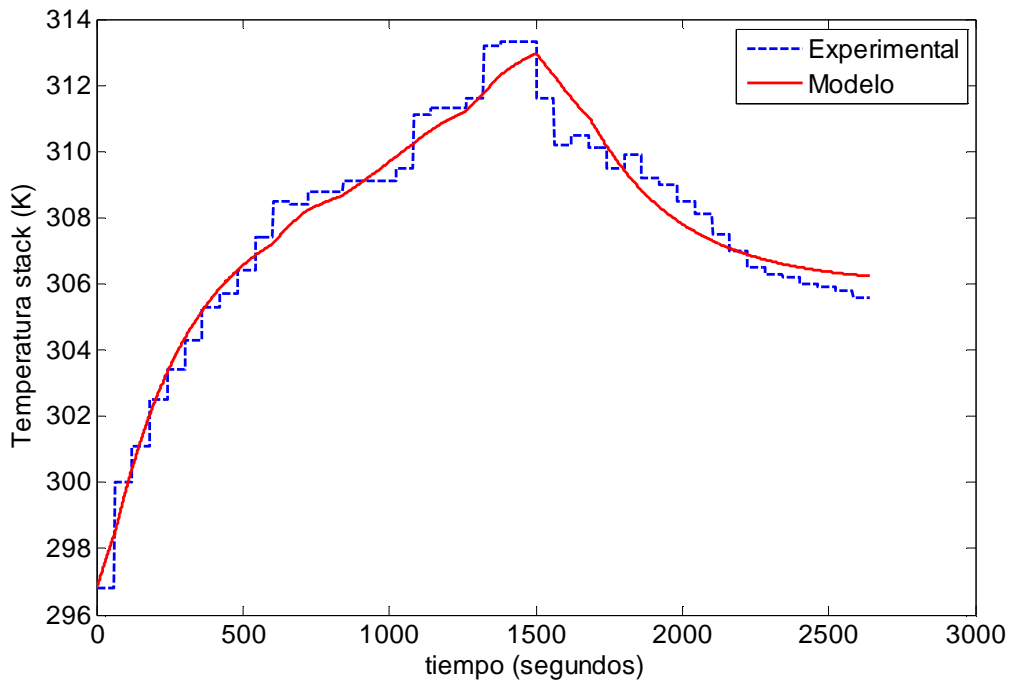


Figura 4.6.2.4.2 Resultados del test de validación de la dinámica de la pila de combustible.

Los resultados de la validación del modelo térmico se muestran en la Figura 4.6.2.4.2. Donde podemos observar cómo va aumentando la temperatura del stack a medida que la potencia

solicitada se incrementa con el tiempo. A partir del segundo 1500 aproximadamente, se produce un descenso en la potencia solicitada y la temperatura del stack baja paulatinamente. Observamos un buen ajuste del modelo respecto a los datos experimentales obtenidos de la planta. Se observa también cierta dispersión en los valores de temperatura medidos en la bancada, que puede deberse a imprecisiones en los sensores de medida.

4.6.2.5. Validación del consumo de hidrógeno de la pila de combustible

En la Figura 4.6.2.5.1 se puede observar la validación del hidrógeno requerido por la pila de combustible. La línea roja representa el calculado según la ecuación (4.66), y la línea verde el consumo teórico incluyendo el sistema de purgas de la pila de combustible.

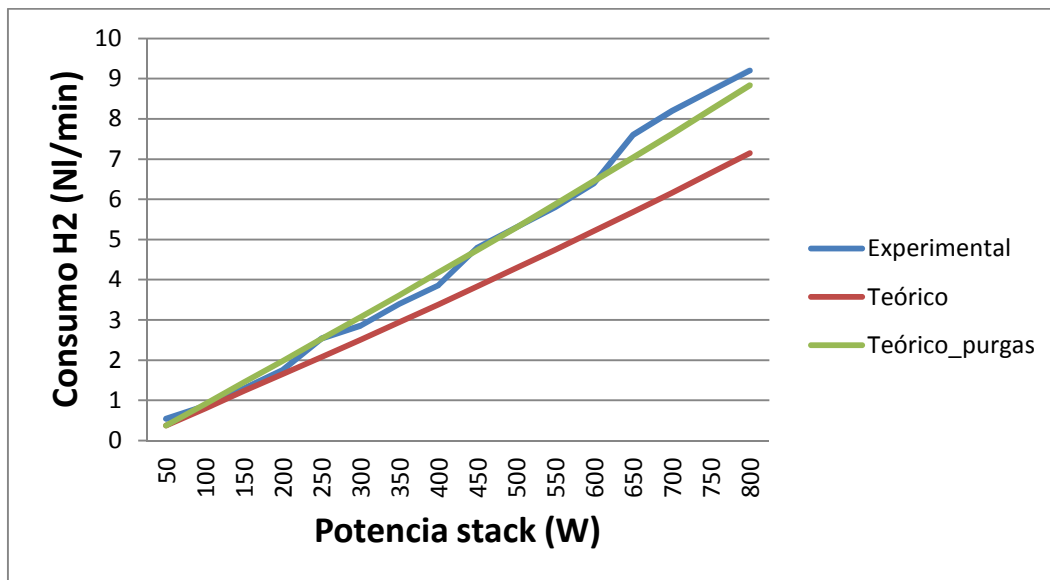


Figura 4.6.2.5.1. Ensayo de validación del consumo de hidrógeno de la pila de combustible MES-DEA 1.5 kW PEMFC

4.6.2.6. Implementación en Simulink del modelo de pila de combustible

Para la implementación del modelo de la pila se ha seguido el mismo principio que en los casos anteriores. Se utiliza una función .m de Matlab para modelar el voltaje del stack. A esta función se le pasan como entrada los parámetros del modelo y la evolución de la temperatura precedente

del modelo térmico que se implementa en otro subsistema como se observa en la Figura 4.6.2.6.1.

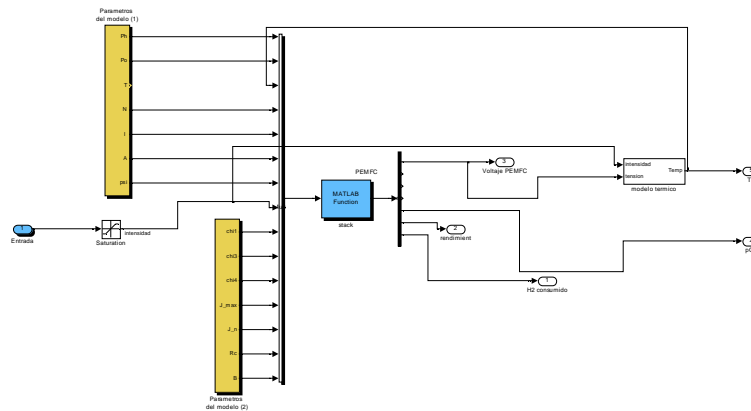


Figura 4.6.2.6.1. Implementación en Simulink del modelo de la pila de combustible

4.7. Consideración de los convertidores de potencia

La dinámica involucrada en un convertidor de potencia está relacionada con el tiempo que tarda en alcanzar el equipo la intensidad/tensión de referencia. Este tiempo característico suele estar en el orden de los milisegundos (A. Garrigos, 2010). Teniendo en cuenta que las dinámicas que estamos considerando en el resto de la planta son del orden de segundos y minutos, no tiene sentido modelar la dinámica de un convertidor. Por tanto, se asumirá un comportamiento estático para este equipo sin incurrir en ningún error de precisión dado que las dinámicas son varios órdenes de magnitud más rápidas.

La eficiencia del convertidor varía con la potencia a la que están trabajando (A. Garrigos, 2010). Por simplicidad, se ha modelado este comportamiento usando los resultados experimentales de caracterización de los convertidores en el laboratorio presentados en el Capítulo 3.

Con respecto a los dispositivos electrónicos asociados a la fuente de energía renovable y a la demanda final de energía (rectificador o inversor según el caso). Se ha considerado una eficiencia constante, correspondiente al punto nominal, debido a que no se dispone de esos equipos en el laboratorio para realizar la caracterización que si se ha realizado para los convertidores del electrolizador y de la pila de combustible.

4.8. Modelado del banco de baterías estacionarias

En esta Tesis se ha implementado un modelo dinámico para las baterías de plomo-ácido basado en los trabajos de Shepherd y Tremblay (Shepherd, 1965), (O. Tremblay, 2007). El modelo emplea una resistencia eléctrica interna (R_i) para modelar la caída de tensión y una fuente de tensión controlada para modelar el comportamiento exponencial de la tensión de las baterías. En Figura 4.8.1 podemos ver el circuito equivalente para el modelo de la batería.

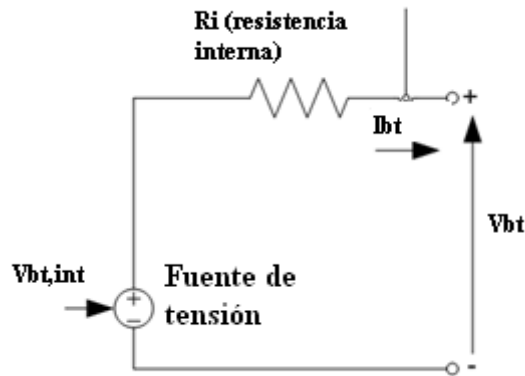


Figura 4.8.1. Esquema eléctrico equivalente para el modelo de la batería de plomo-acido basado en resistencia eléctrica interna

La tensión en bornes de la batería se puede describir por la siguiente ecuación:

$$V_{bt} = V_{bt,int} + R_i \cdot I_{bt} \quad (4.68)$$

Por otro lado, se hace necesario particularizar la tensión interna de la batería para el proceso de carga y el proceso de descarga. Teniéndose para el proceso de carga que:

$$V_{bat,int} = V_{bt,0} - K_{bt} \frac{C_{120,bt}}{C_{120,bt} - C_{out,t}} I_{bt}^* - K_{bt} \frac{C_{120,bt}}{C_{120,bt} - C_{out,t}} C_{out,t} + A_{bt} e^{B_{bt} C_{out,t}} \quad (4.69)$$

$$C_{out,t} = \int_0^t I_{bt} dt \quad (4.70)$$

Y de manera análoga, para el proceso de descarga de la batería, la tensión interna se describe como:

$$V_{bt,int} = V_{bt,0} - K_{bt} \frac{C_{120,bt}}{C_{out,t} + 0.1C_{120,bt}} I_{bt}^* - K_{bt} \frac{C_{120,bt}}{C_{120,bt} - C_{out,t}} C_{out,t} + A_{bt} e^{B_{bt} C_{out,t}} \quad (4.71)$$

Donde, $V_{bt,0}$ es la tensión de la batería a circuito abierto.

A_{bt} , es la amplitud de la zona exponencial (V)

B_{bt} , representa la inversa de la constante de tiempo en la zona exponencial (Ah^{-1}).

K_{bt} es la constante de polarización (V).

$C_{out,t}$ es la capacidad actual de la batería (Ah).

$C_{120,bt}$ es la capacidad máxima de la batería (Ah).

Con esta ecuación se puede obtener un modelo semi-empírico, en función de una serie de parámetros que se pueden determinar experimentalmente. Los parámetros para este modelo se muestran en la Tabla 4.8.1. El tiempo de respuesta de la batería se ha estimado en 31 segundos mediante el test descrito en el Capítulo 3.

Tabla 4.8.1. Parámetros del modelo de baterías plomo-ácido

Parámetro	Valor
C120,bt	367 Ah
Vbt,0	51.58 V
Kbt	0.006215 V
Abt	11.053 V
Bbt	2.452 Ah^{-1}

Sin embargo, estos parámetros en la práctica cambian para cada condición de operación. Por tanto, habrá que asumir ciertas hipótesis y simplificaciones que no quitan validez al modelo dado que los errores del modelo respecto a los resultados experimentales no son importantes como se verá.

4.8.1. Validación experimental del modelo de baterías

La validación del modelo matemático se ha llevado a cabo realizando el siguiente ensayo:

El experimento consiste en obtener la evolución de la tensión de la batería a medida que se va descargando. Para ello, se somete a una demanda de corriente constante. La señal de corriente tendrá forma de escalón, para obtener condiciones estacionarias. El escalón de corriente se repite a intervalos de tiempo constante, dejando el tiempo suficiente entre ellos para que la tensión se estabilice. Este ensayo se corresponde con el de caracterización presentado en el Capítulo 3, y sirve ahora para la validación del modelo. Como se observa en la Figura 4.8.1.1, se obtiene la curva de tensión de la batería a medida que se va descargando y se ajusta al modelo con razonable precisión.

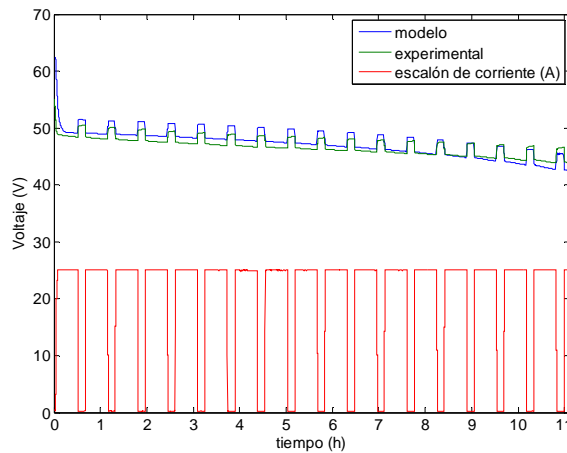


Figura 4.8.1.1. Test de validación de la batería.

Los parámetros señalados en la Tabla 4.8.1, se han obtenido mediante la herramienta de optimización multi-paramétrica de Matlab. Esta herramienta, muy útil en los procesos de validación de modelos, permite identificar aquellos parámetros que no son ofrecidos por el fabricante mediante el ajuste de la curva del modelo a los datos obtenidos de manera experimental. La herramienta permite acotar los parámetros y dar una estimación inicial. De este modo el algoritmo puede hallar unos valores que se corresponden con la realidad.

Como se observa en la Figura 4.8.1.1 el ajuste es mejor para la zona de carga baja de la batería. Esto es beneficioso ya que permitirá trabajar con mayor precisión en la zona más peligrosa para la integridad de las baterías.

4.9. Modelado de la demanda de energía eléctrica

La demanda de energía y potencia es un factor importante en el diseño y dimensionado en sistemas basados en pila de combustible. Dependiendo de la demanda de potencia y energía, las fuentes de potencia del sistema (pilas de combustible, baterías, fuente renovable, red...) han de responder instantáneamente a dicha demanda. Si las fuentes no son capaces de responder a la demanda, el sistema caerá.

No es lo mismo suministrar una demanda de energía requerida por una industria, que tenga fuertes picos provocados por la conexión de los motores eléctricos que la demanda de un hogar o que la demanda concertada con la red eléctrica.

La ventaja es que en todos los casos las cargas suelen ser conocidas y se puede diseñar la instalación y el control para abastecerlas. Como se ha señalado en el Capítulo 3, la instalación experimental dispone de una carga electrónica programable. Esto permite simular cualquier tipo de demanda de energía. Esta ventaja, ha permitido que se puedan modelar los siguientes casos:

- **Caso de estudio de viviendas:**

En este caso, la curva de demanda es bien conocida, y aunque varía ligeramente con la época del año, región y país. En la mayoría de situaciones sigue un patrón definido.

Veamos el caso del consumo diario de un país desarrollado como en USA, en la región del pacífico noroeste:

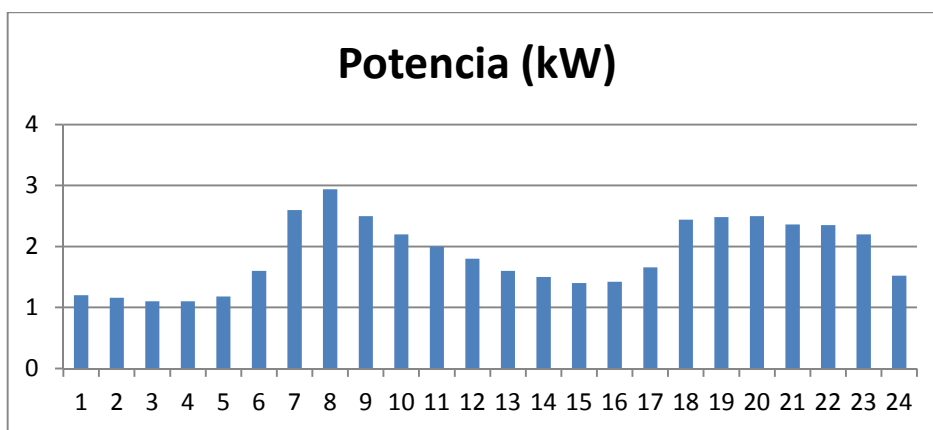


Figura 4.9.1. Demanda de potencia para un hogar medio en USA en un período de 24 horas.

Esta misma gráfica se puede aplicar al consumo en España, o en cualquier país desarrollado, donde sigue una evolución similar.

- **Caso de estudio: Demanda de la red eléctrica:**

En situaciones donde tenemos una planta de potencia conectada a la red eléctrica, en realidad, la curva de demanda no varía tanto de la vista anteriormente. De la web de Red Eléctrica Española se puede ver en tiempo real la demanda y consumo de energía eléctrica:

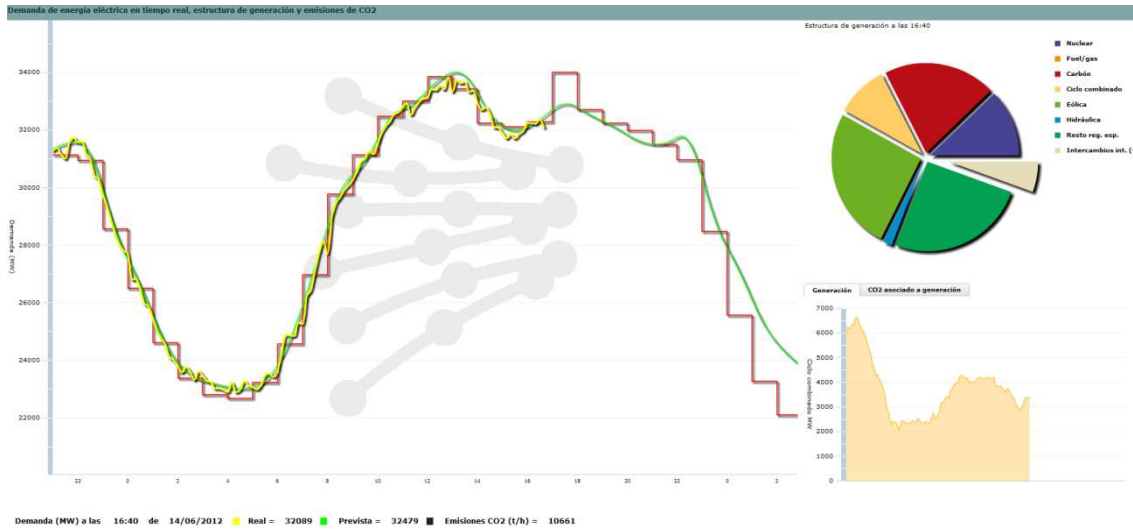


Figura 4.9.2. Consumo en tiempo real de energía eléctrica en España. Fuente: Red Eléctrica Española

Donde se puede observar que la curva de demanda prevista se aproxima con bastante exactitud a la curva de demanda real. Por tanto, es una curva conocida.

Esta demanda no tiene por qué representar nuestra carga del sistema. En el mercado eléctrico, una planta de potencia en cuestión se compromete a la venta de una cantidad de potencia y energía diaria, según el precio de la electricidad y la producción esperada en el caso de renovables. Los sistemas de almacenamiento, en este caso, ayudarían a compensar las posibles desviaciones que se produzcan en la previsión de la potencia generada. Por tanto, la carga o demanda a suplir en el caso de una planta de potencia conectada a red sería la propia predicción de producción de potencia de la fuente/s renovables en cuestión. Que será normalmente, la energía que la planta se comprometa a vender al mercado.

En España, por ley, toda la energía renovable ha de ser comprada. Por tanto, la previsión de energía producida será la demanda de energía que se suministrará a la red.

- **Caso de estudio: demanda industrial.**

Este es el caso que puede variar más, cada industria particular tendrá unas demandas energéticas concretas, que no tienen por qué parecerse entre sí. Por tanto, es un caso que no se puede estudiar de manera genérica.

No obstante, las demandas de energía de cada industria particular, normalmente van a seguir un patrón definido que se repite, lo que permitirá diseñar el sistema específicamente para estos regímenes de carga.

Como se ha mencionado anteriormente, habrá que tener especial cuidado con las cargas transitorias. Es muy posible que las instalaciones dispongan de motores eléctricos (de mayor o menor potencia) que muestran unos picos de potencia muy acusados en sus arranques. Estos picos requerirán un diseño adecuado del control de los equipos para mitigarlos.

El modelado en Matlab de la demanda de potencia es un trabajo relativamente sencillo y se basa en la introducción de una matriz con dos filas (o columnas), una con valores de tiempo y otra con los valores de potencia que se corresponden con cada dato de tiempo. No se considera la dinámica de este elemento.

Sin embargo la adecuación de los datos de demanda de cualquier tipo requiere cierto nivel de conocimiento de programación en Matlab. Es decir, en muchas ocasiones los datos reales estarán muestreados en un intervalo de tiempo superior al segundo (1 minuto, 5 minutos, etc). Los valores deben de ser adaptados a la escala de tiempo en que opera Matlab, a segundos en este caso. Para ello se ha programado una función en Matlab que rellena los “huecos” de datos repitiendo el valor anterior hasta el siguiente dato. Lo cual solventa el problema.

4.10. Modelado del sistema de control

El bloque para el control es el encargado de gestionar todos los componentes de la planta. Recibe todos los estados y variables de interés a supervisar y ofrece como salida las actuaciones de consigna de potencia sobre los diferentes equipos de la instalación.

El control se programa a través de una función de Matlab independiente, de tal modo que ese bloque es fácilmente intercambiable, según la estrategia de control que se quiera ensayar.

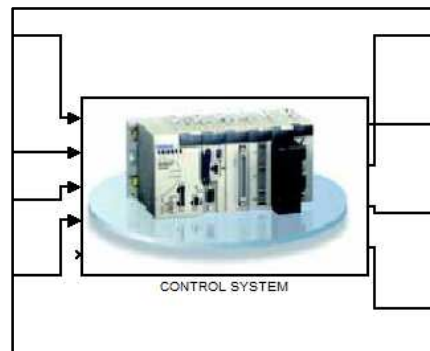


Figura 4.10.1. Bloque donde se implementan las estrategias de control en Simulink

Este bloque permite implementar estrategias de control complejas, sin variar el modelo global en sí. Así, el sistema de control queda modelado como un subsistema dentro del modelo completo donde recibe las variables de estado de la planta y transmite las acciones de control.

4.11. Modelo Completo

En esta sección se describe y presenta el modelo completo de la planta a que se utilizará en los siguientes capítulos. El modelo completo de la microrred HyLab ha sido construido a partir de los submodelos descritos anteriormente. La implementación y simulación en un modelo

completo no es una tarea sencilla. La multitud de variables interrelacionadas y los problemas de integración y cálculo derivados del uso de un modelo tan complejo son un escalón a salvar y ha de tenerse especial precaución para evitar los bucles algebraicos en las simulaciones.

Gracias a que la implementación en Simulink de los diversos elementos se ha hecho de manera modular, la librería creada permite construir el sistema completo interconectando las entradas y salidas de cada bloque según la necesidad. Lo que permite además, simular diferentes configuraciones y sistemas de potencia. Las conexiones entre los bloques se ha realizado mediante “tags”, dada la gran cantidad de variables que se intercambian entre los bloques.

Para que la simulación sea posible, se han de incluir determinadas condiciones iniciales en los bloques denominados “memory” de la librería Simulink y en cada uno de los integradores. Dado que las entradas de algunos submodelos dependen de los resultados de integración de otros, se requiere un valor inicial, aproximado al real, que en las siguientes iteraciones irá convergiendo al valor correcto.

Así por ejemplo, para el modelo de la pila de combustible se precisa de la demanda de potencia como entrada, mientras que la salida (la demanda de hidrógeno) es una entrada al modelo del hidruro metálico. Por tanto, se asigna un valor inicial que en pocas iteraciones (en paso variable pueden converger en un intervalo de milisegundos) alcanza el valor correcto.

En la Figura 4.11.1 el lector puede ver el modelo completo de la planta del Laboratorio de Hidrógeno HyLab donde se muestran los diferentes modelos interconectados.

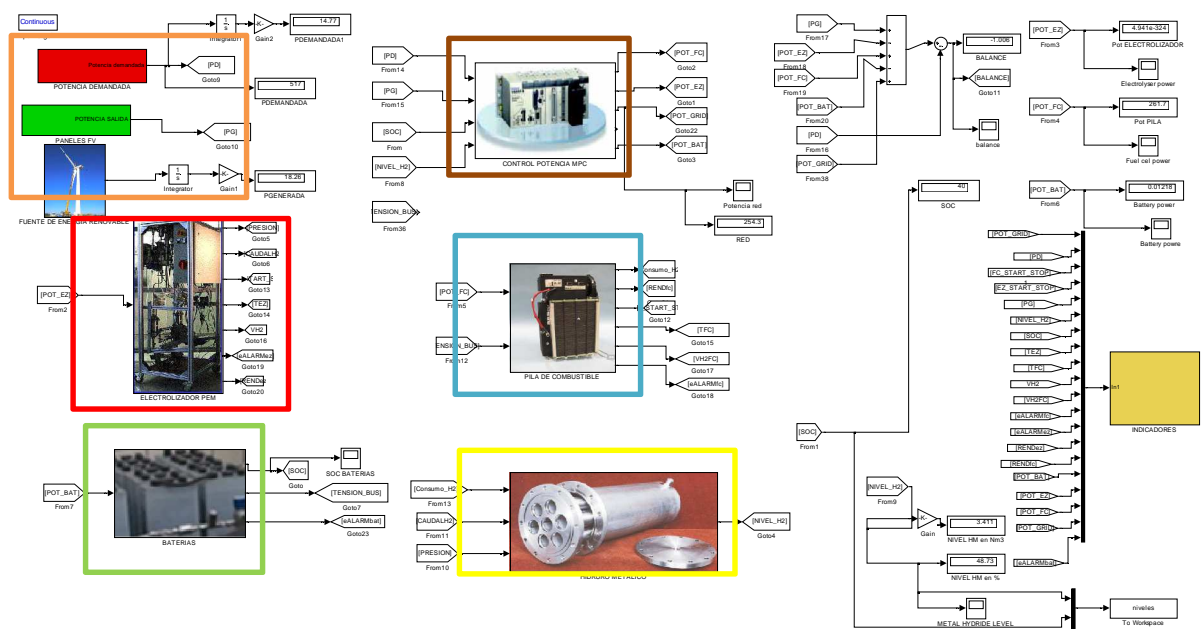


Figura 4.11.1 Modelo completo en Simulink de la microrred del laboratorio de hidrógeno.

El rectángulo naranja señala los bloques para la potencia generada y demandada donde se calcula la potencia neta disponible. El controlador, situado en el rectángulo negro decide el reparto de potencia entre los diferentes equipos de la microrred. El exceso de potencia se puede

derivar hacia el rectángulo rojo, que enmarca el bloque para el electrolizador y/o el rectángulo verde que resalta el bloque para modelar las baterías. La potencia aportada por la pila de combustible se determina en el rectángulo azul, donde además se calcula el consumo de hidrógeno. Esta variable es una de las entradas al modelo del tanque de hidruros, resaltado por el rectángulo amarillo que a su vez recibe como entrada la producción de hidrógeno del electrolizador.

4.11.1. Descripción del modelo y funcionamiento

En el siguiente esquema de funcionamiento se puede apreciar el flujo de variables de entrada y salida en el modelo completo:

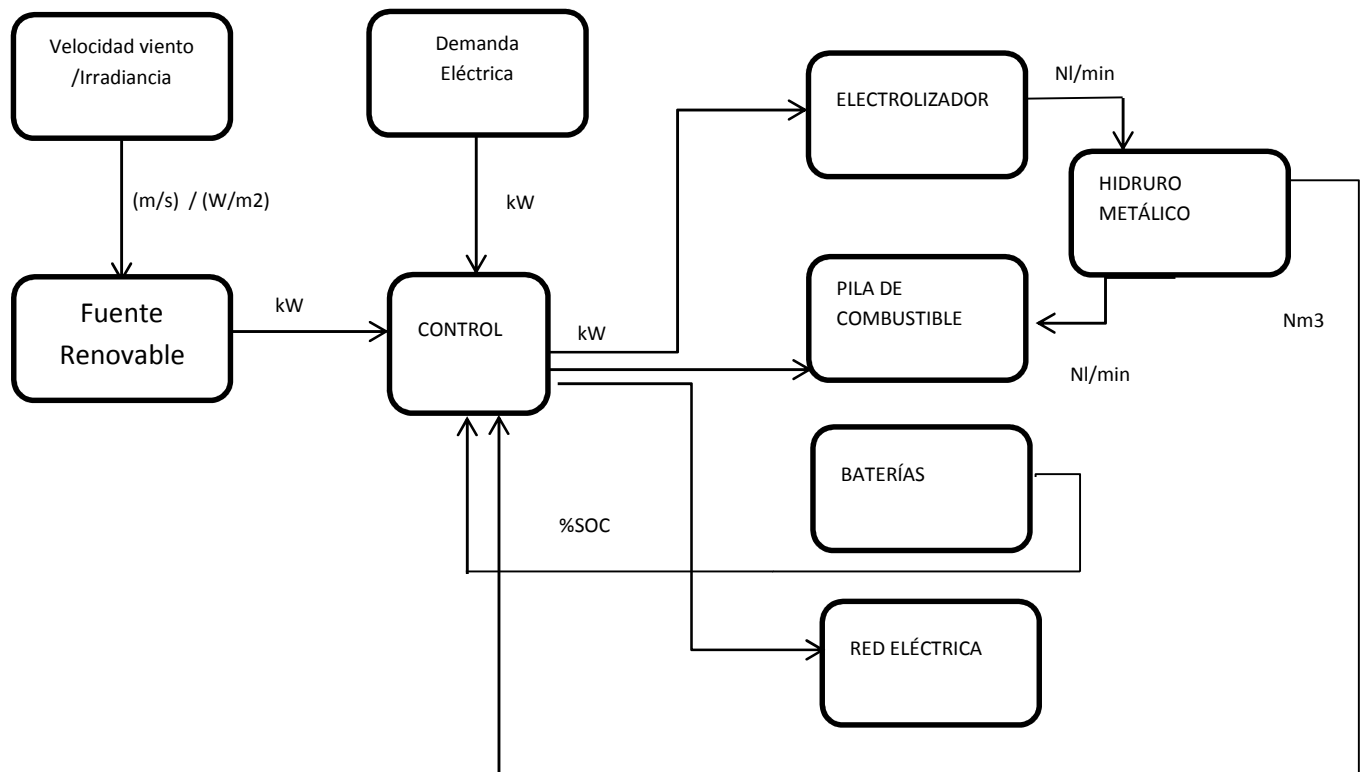


Figura 4.11.1.1. Diagrama de flujo simplificado del modelo completo mostrando variables de entrada y salida principales de cada submodelo

La Figura 4.11.1.1 muestra un diagrama de flujo simplificado que describe el funcionamiento del modelo completo de la instalación.

La simulación comienza evaluando la potencia disponible. Dependiendo de si se trata de un aerogenerador o un campo fotovoltaico la entrada del modelo es la velocidad del viento en cada instante o el nivel de irradiancia disponible. La potencia eléctrica producida es una variable de entrada al sistema de control, el cual, dependiendo de la estrategia que se haya implementado, determinará los *set-points* de potencia asignados a cada equipo (excepto a las baterías, que no son controladas directamente).

Los set-points de potencia son las entradas de cada submodelo (Electrolizador, Pila de combustible, red). Siendo las salidas diferentes en cada caso. En concreto, del electrolizador se obtiene como salida principal, el caudal de hidrógeno producido, mientras que para la pila de combustible se obtiene el caudal de hidrógeno demandado para producir la potencia asignada como set-point. Los sistemas de almacenamiento energético (baterías y tanque de hidrógeno) calculan los niveles en los que se encuentran y devuelven al sistema de control esta información.

4.11.2. Comparación del funcionamiento del modelo completo con la microrred HyLab

En los apartados anteriores se han validado los modelos individuales. Esta sección tiene como objetivo demostrar que el modelo completo, resultado de integrar cada modelo individual, es capaz de representar fielmente el funcionamiento de la planta.

Así, una vez validado el funcionamiento del modelo completo en esta sección, no será necesario validar una por una todas las posibilidades de operación de la planta que se estudiarán en sucesivos capítulos. Gracias a esto, luego se podrá pasar directamente a analizar el funcionamiento de los modos de operación y las estrategias de control sobre los resultados experimentales que es uno de los objetivos de esta Tesis.

En este apartado resulta particularmente interesante comparar el funcionamiento de la planta en cuanto a potencias. La planta experimental HyLab recibe unas órdenes de consigna de potencia que transmite a los equipos. Por ello es interesante comprobar como de bien transmite esas órdenes a los equipos.

En el Capítulo 3 ya se comprobó como de bien ejecuta las órdenes de consigna de potencia de la fuente renovable y la carga. En este apartado se van a comprobar la evolución de la potencia en el electrolizador y la pila reales con la simulación. Para comprobar que el modelo completo se comporta acorde a la microrred real HyLab. También se comparará la evolución del hidrógeno almacenado en la Figura 4.11.2.1.

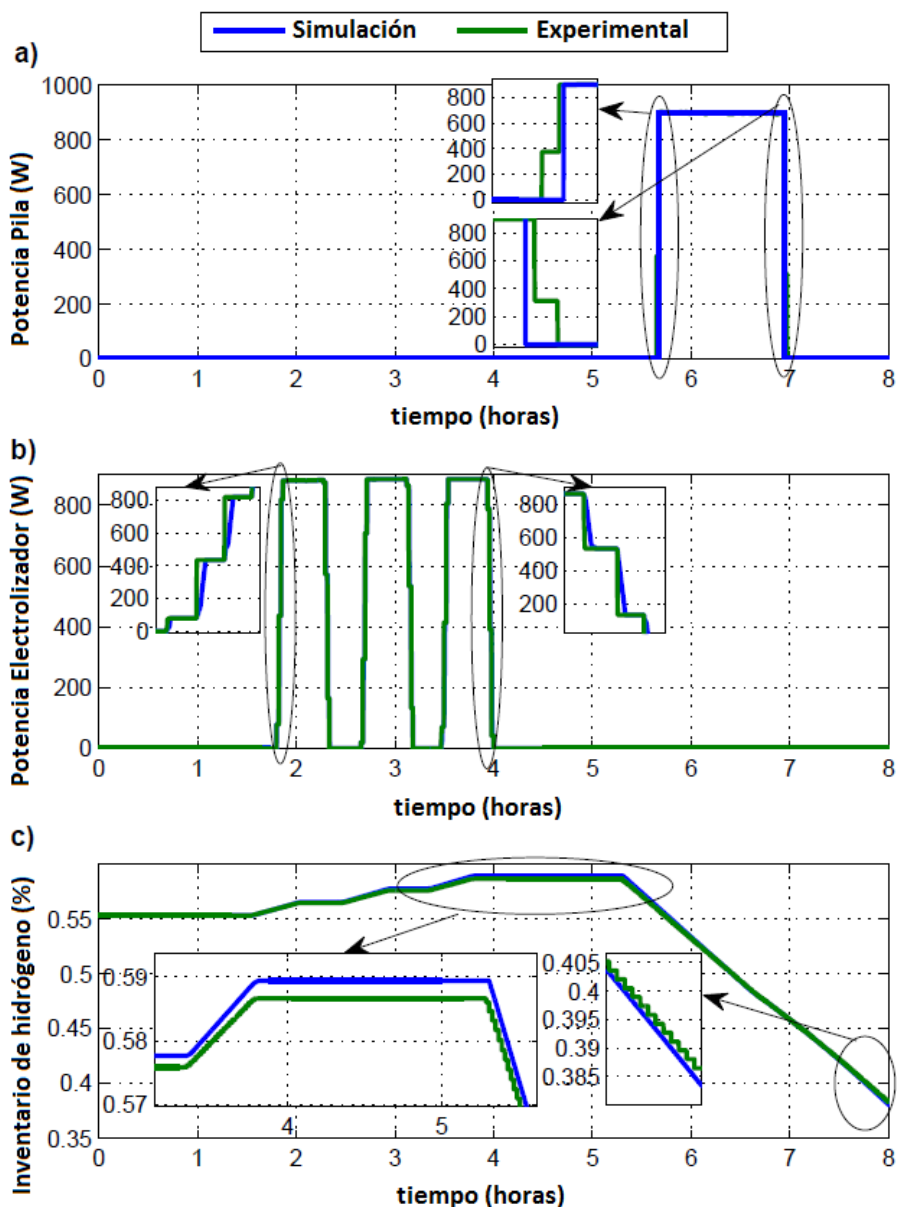


Figura 4.11.2.1 Comparación de la consigna de potencia (modelo) al electrolizador (a) y pila (b) con la planta real. En (c) podemos comparar la evolución del inventario de hidrógeno en el tanque de hidruros predicha por el modelo y la real.

Observamos que hay un buen ajuste entre los resultados experimentales y la predicción del modelo global. Aunque la potencia de la pila de combustible oscila levemente en torno al valor de referencia, es bastante estable, no apreciándose diferencias significativas con el modelo.

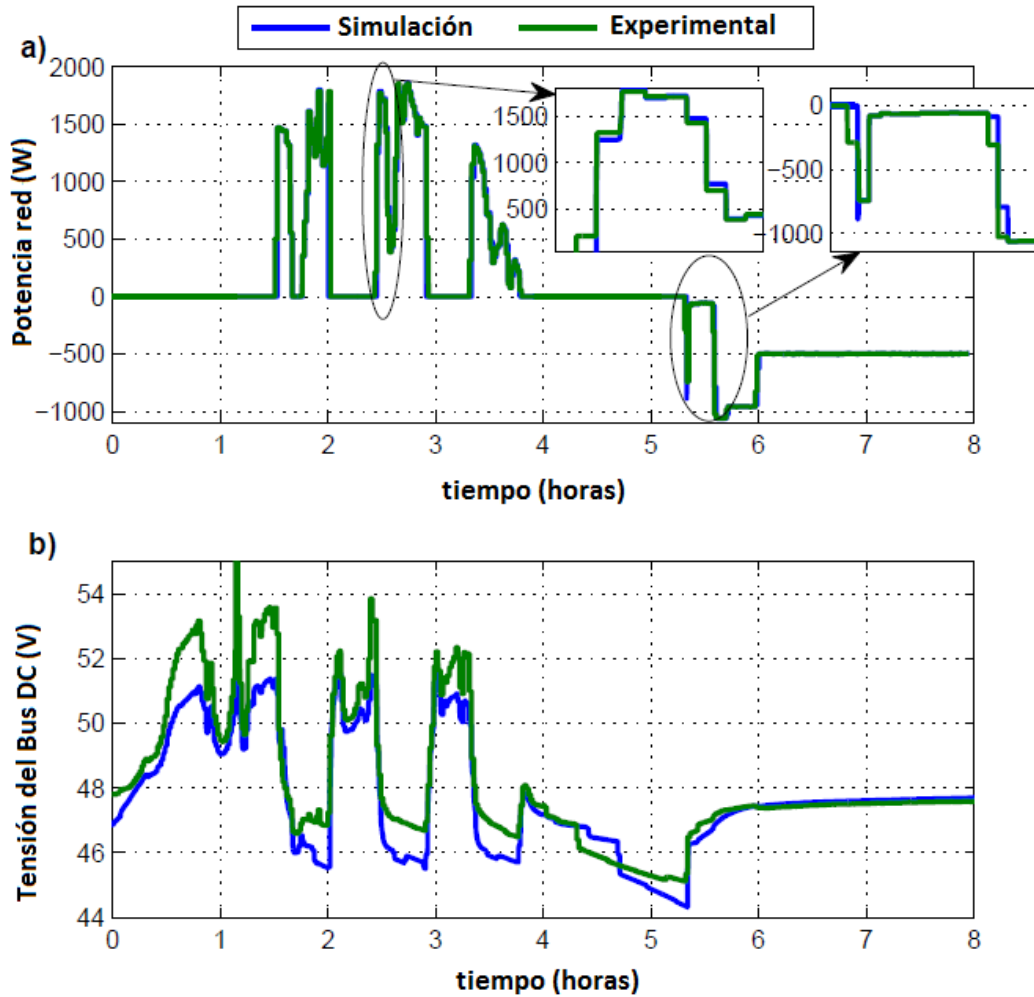


Figura 4.11.2.2 Comparación de la potencia intercambiada con la red eléctrica (a) y tensión del bus real frente al modelo (b)

En la Figura 4.11.2.2 (a) se muestra el caso en el que la microrred puede intercambiar potencia con la red eléctrica general. Con signo positivo cuando importa energía y negativo cuando exporta. Se observa un ajuste muy bueno. En la Figura 4.11.2.2 (b) se muestra la tensión resultante en el bus durante la operación de la planta (correspondiente con la tensión de las baterías). Se observa un mayor desajuste que en el resto de comparaciones. No obstante, el modelo no difiere más allá de 2 Voltios frente a un valor absoluto de alrededor de 50 Voltios, que se corresponde con los resultados de validación del modelo de la batería. Esto no supone una diferencia muy grande (4%) en una prueba dinámica muy severa como la mostrada.

En conclusión los resultados del modelo completo mostrado en esta sección se ajustan con una precisión razonable y suficiente para los propósitos de esta Tesis. Por tanto, en los siguientes Capítulos ya se podrá abordar con seguridad el estudio de las estrategias de control usando el modelo validado en este capítulo.

Capítulo 5:

Simulación y evaluación experimental de modos de operación de microrredes basadas en hidrógeno

5.1. Introducción

En este capítulo se usará la herramienta desarrollada en el capítulo anterior, que llamaremos Herramienta de Simulación de Microrredes basadas en hidrógeno, en adelante HMS (Hydrogen Microgrid Simulator), para evaluar el funcionamiento de la instalación HyLab bajo distintos modos de operación.

El objetivo de este capítulo es mostrar y evaluar el funcionamiento de una microrred de energía renovable basada en hidrógeno bajo los distintos modos de operación definidos conceptualmente en el Capítulo 2 de esta Tesis. Para ello se ejecutará la HMS sobre tres escenarios escogidos por su valor representativo (alta irradiancia, baja irradiancia y día de viento moderado). Mediante unos indicadores de funcionamiento definidos en este capítulo se evaluarán y analizarán los diferentes modos de operación. De las conclusiones que se deriven del funcionamiento de los modos de operación definidos a nivel conceptual se determinará qué modos son más apropiados desde el punto de vista técnico y económico a la hora de implementarlos en una microrred real.

Los resultados de simulación permitirán seleccionar los modos de operación para los cuales las configuraciones presenten mejor comportamiento atendiendo a criterios de: eficiencia, garantía de suministro, coste económico y seguridad. Finalmente, los modos de operación seleccionados serán implementados y probados en la microrred HyLab para demostrar experimentalmente el funcionamiento de los mismos.

A continuación se describen los mencionados indicadores de funcionamiento definidos para la presente Tesis doctoral:

5.2. Indicadores para la evaluación del funcionamiento de microrredes basadas en hidrógeno

Ante la ausencia en la literatura de unos criterios claros a la hora de evaluar la calidad de la operación de una planta de potencia de este tipo, en la presente Tesis se ha optado por definir los siguientes indicadores que permiten evaluar cuantitativamente el funcionamiento de este tipo de plantas:

5.2.1. Porcentaje de Demanda No Satisfecha por el sistema (%D.N.S.)

El porcentaje de demanda no satisfecha indica la proporción de energía que no se ha podido satisfacer con los sistemas de almacenamiento y la fuente renovable, respecto a lo que se ha demandado. Esto ocurre con el agotamiento de los sistemas de almacenamiento de energía (baterías e hidrógeno). En sistemas conectados a red, este parámetro está indicando el porcentaje de energía que se ha tomado de la red para satisfacer la demanda.

5.2.2. Número de arranques y paradas de electrolizador y pila de combustible (START-STOP)

Este indicador contabiliza el número de veces que se produce el encendido o apagado del electrolizador y la pila de combustible en un determinado periodo de operación (diario, semanal, anual). A mayor número de arranques y paradas de los equipos, más se acortará la vida de los mismos (Zakrisson, 2011).

5.2.3. Porcentaje de Energía No Aprovechada (%ENA)

Es un indicador de la eficacia en el uso de la planta para aprovechar la fuente renovable mediante sus propios sistemas de almacenamiento de energía. En sistemas conectados a red, se contabiliza como el porcentaje de la energía que se vende a la red eléctrica en vez de ser almacenada respecto a la energía eléctrica producida.

5.2.4. Nivel del depósito de almacenamiento de hidrógeno (o Nivel de Hidruro Metálico) (NHM %)

Este indicador expresa como su nombre indica, el nivel en el que se encuentra el depósito de hidruro metálico. En otras palabras, la cantidad de energía almacenada en forma de hidrógeno.

5.2.5. Nivel de estado de carga de las baterías (State of Charge) (SOC %)

Del mismo modo que el caso anterior, este indicador señala el nivel del sistema de almacenamiento. En este caso la cantidad de energía almacenada en forma química en el interior de las baterías.

5.2.6. Horas de operación de electrolizador y pila de combustible (Tez, Tfc)

Contabiliza el tiempo de operación (o el uso) del electrolizador y de la pila de combustible. Es interesante contabilizar el tiempo total de operación debido a que estos equipos tienen un número de horas limitado. Por tanto, este indicador se relaciona con el coste de reemplazo de los mismos.

5.2.7. Ratio producción de hidrógeno/consumo de hidrógeno (rH2).

Es un indicador del uso de del electrolizador respecto a la pila de combustible. Se utilizará para destacar si hay un desfase grave entre producción y consumo de hidrógeno.

5.2.8. Violación de restricciones operacionales de electrolizador y pila de combustible (E-ALARM)

Este importante indicador contabiliza cuando se produce una violación de las variaciones de

potencia por segundo admisibles en los equipos electrolizador y pila¹². Como señalan diversos trabajos (Zakrisson, 2011) (Morrall, 2012), un valor alto acorta drásticamente la vida de los equipos.

5.2.9. Rendimientos de operación de electrolizador y pila de combustible (η_{ez} , η_{fc})

Expresa el rendimiento medio durante la operación de los mismos medido con respecto al poder calorífico inferior del hidrógeno. Indicará si se ha hecho un uso eficiente de la energía en el electrolizador para producir hidrógeno y en el caso de la pila, indicará si se ha utilizado con eficiencia el hidrógeno para producir electricidad.

$$\eta_{ez} = \frac{\dot{m}_{H_2} PCI}{P_e}$$

$$\eta_{fc} = \frac{P_e}{\dot{m}_{H_2} PCI}$$

Donde:

\dot{m}_{H_2} es el caudal de hidrógeno, P_e potencia eléctrica consumida (electrolizador) o producida (pila de combustible). PCI es el poder calorífico inferior del hidrógeno (120 MJ/kg).

5.2.10. Eficiencia del camino de la energía (η_{path})

Este indicador expresa la eficiencia en el camino que recorre la energía según cada modo de operación. Este indicador se ha definido de la siguiente forma:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Potencia generada} > \text{Potencia demandada} \rightarrow \eta_{path} = \frac{E_{sale} + E_{acu}}{E_{entra}} \\ \text{Potencia generada} < \text{Potencia demandada} \rightarrow \eta_{path} = \frac{E_{sale}}{E_{entra} + E_{acu}} \end{array} \right.$$

Donde, E_{sale} = Energía que se entrega a la demanda, E_{entra} es la energía obtenida de la fuente de energía renovable y E_{acu} , Energía procedente o con destino a los dispositivos acumuladores de energía. Este último parámetro (E_{acu}) será el que defina realmente el coste energético para la planta de satisfacer la demanda. Dado que E_{acu} se podrá obtener de dos formas diferentes: utilizando el almacenamiento en forma de hidrógeno o el almacenamiento de energía de las baterías. E_{acu} evalúa la energía requerida incluyendo las eficiencias de cada sistema.

¹² Aunque los fabricantes no ofrecen ningún dato, la propia experiencia en la operación de los equipos en el laboratorio HyLab aconseja no superar 20 W/s para evitar sobrevoltajes (en el electrolizador) y subtensión (en la pila).

Evaluar las reservas finales de energía puede resultar engañoso, sobre todo en ciertos modos de operación donde eventos discretos determinan que se active el electrolizador o la pila una vez más durante un día, cambiando totalmente los resultados de indicadores en cuanto a los niveles, debido a que en uno de los modos el electrolizador se encienda dos veces y en otro tres veces.

Este indicador resultará más elevado cuando se use el “camino de las baterías”. Y como es lógico, mostrará valores inferiores tanto más se use el “camino del hidrógeno” con más asiduidad. Esto es debido a que, como es sabido, la eficiencia de las baterías es superior a la eficiencia del almacenamiento mediante hidrógeno.

5.2.11. Coste de operación de la microrred

El coste económico de operación se mide aquí, como el coste de operación y mantenimiento, es decir, equivaldría a medir y cuantificar la degradación que sufren los equipos.

Establecer un coste económico es siempre una tarea difícil, debido fundamentalmente a que estos costes variarán con el tiempo y la evolución de la tecnología. Por tanto, ha de tenerse en cuenta que estos costes hacen referencia a los datos actuales disponibles de la tecnología, sin que esto invalide el estudio ya que los resultados serán siempre proporcionales a los resultados obtenidos en este trabajo.

5.2.11.1. Coste de operación del banco de baterías:

El coste de utilizar el banco de baterías se mide en función del coste de inversión y de la potencia que entra o sale de las mismas (López, 2007).

$$Cost_{bat} = \frac{C_{bat} P(W) 1/3600}{C_N N_{bat} V_{DC} N_{ciclos} \eta_{bat} \eta_{inv}} \quad (5.1)$$

Donde C_{bat} es el coste de adquisición de las baterías (€)

C_N es la capacidad nominal de las baterías (Ah)

N_{bat} es el número de baterías en paralelo

V_{DC} es la tensión del bus al que se encuentran conectadas (V)

N_{ciclos} es el número completo de ciclos equivalentes

η_{bat} es la eficiencia de las baterías

η_{inv} es la eficiencia del inversor o equipo electrónico conectado a las baterías (si lo hubiera)

5.2.11.2. Coste de operación de la pila de combustible:

La degradación de una pila de combustible es función de varios factores, principalmente,

impurezas en los gases y operación de la misma. Aunque también puede degradarse debido a que se exponga a temperaturas bajo cero produciendo la formación de hielo en el interior de la membrana (Zakrisson, 2011). En esta Tesis nos centraremos en el segundo factor (operación de la pila) ya que es el factor que depende de la estrategia de control.

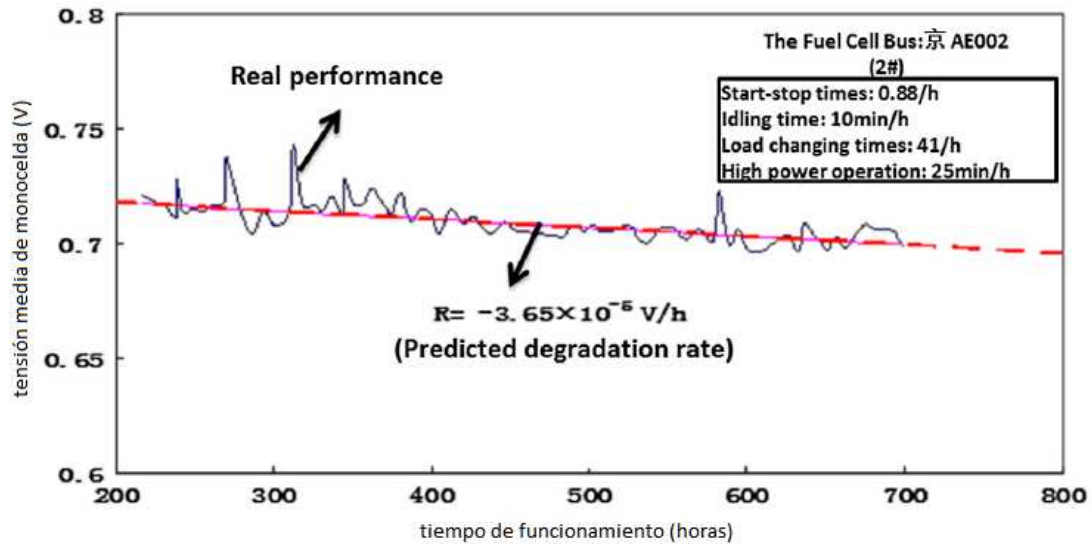


Figura 5.2.11.2.1. Degradación de una pila de combustible PEM para automoción, con encendidos y apagados a frecuencia de 0.88 /h.

En la Figura 5.2.11.2.1 el fabricante demuestra que una pila de combustible PEM (fabricante no mostrado por confidencialidad) puede aguantar más de 800 horas de funcionamiento intermitente, sin una gran degradación. No obstante se observa cómo afecta a la membrana, siendo en este caso la tensión de operación cada vez menor. Lo que demostraría que la potencia que puede entregar la pila se reduce con el tiempo.

Durante la operación de la misma, se puede producir el efecto conocido como “La corrosión por Carbono”, el cual es el responsable en gran parte de la degradación de la pila de combustible. Siendo el factor más importante en los sobrevoltajes que se producen en los arranques (start-up). También son factores perniciosos las corrientes inversas y el efecto conocido como “starvation”.

A pesar de los esfuerzos de los fabricantes por minimizar estos efectos, las pilas de combustible tienen una durabilidad limitada. Diversos estudios indican que para las pilas de combustible tipo PEM, el número de arranques y paradas que pueden soportar antes de producirse un daño irreversible se sitúa en la horquilla de en torno a los 10.000 y 30.000 ciclos (Zakrisson, 2011).

Lo expuesto anteriormente justifica que para este trabajo, el coste de utilización de la pila de combustible se ha estimado como función de los arranques y paradas principalmente.

Adicionalmente se han añadido otros términos: las variaciones en la potencia solicitada y la operación a circuito abierto que también producen daños en la membrana (Morral, 2012), teniendo que:

$$C_{O\&M} = nC_{ON-OFF} + C_{\Delta P} + C_{Voc} \quad (5.2)$$

Donde n es el número de encendidos y apagados que sufre la pila

C_{on-off} (€) es el coste equivalente a la degradación de la pila por cada encendido y apagado que sufre

$C_{\Delta P}$ (€) es el coste asociado a la degradación que sufre la pila por variaciones en la consigna de potencia.

C_{Voc} (€) es el coste asociado a la degradación que sufre la pila durante el tiempo que se encuentra activa a circuito abierto.

No obstante, ninguno de los modos de operación contempla el funcionamiento de la pila a circuito abierto, de tal modo que si se activa siempre se le demanda potencia. Por tanto, se puede despreciar este término del coste de operación de la pila de combustible.

El número de encendidos y apagados totales que puede soportar una pila de combustible ha evolucionado mucho en los últimos años gracias a técnicas para evitar la degradación de los fabricantes. De unos 3000 ciclos (start/stop) de hace 10 años, se pueden alcanzar actualmente en torno a 30000 start/stops. Sin embargo, en la práctica este valor resulta inferior y en torno a 1100 ciclos se pueden apreciar signos de degradación (Zakrisson, 2011). Este factor será el causante de la mayor degradación de la pila de combustible.

La expresión propuesta para evaluar el coste de encendido y apagado queda por tanto como:

$$C_{ON-OFF} = \frac{C_{pila}}{N_{on-off}} \quad (5.3)$$

Donde C_{pila} es el coste de inversión de la pila de combustible. Y N_{on-off} es el número total de encendidos y apagados que puede soportar.

El coste asociado a las variaciones de potencia se ha definido como una proporción del coste de encendido y apagado. Así, si la consigna de la pila cambia de 200 W a 400 W, esto equivaldrá a una variación del 20% referido a una variación total posible de 0 a 1000 W (potencia máxima de la pila de combustible).

$$C_{\Delta P} = \frac{\Delta P}{\Delta P_{max}} C_{ON-OFF} \quad (5.4)$$

ΔP es la variación de potencia (W/s) que se le demanda a la pila de combustible.

ΔP_{max} (W/s) es la variación de potencia máxima que se le puede demandar a la pila de combustible.

5.2.11.3. Coste de operación del electrolizador:

El electrolizador que se está analizando en este trabajo es de tipo PEM. Esta tecnología aún se encuentra en fase de desarrollo, por ello es escasa (o confidencial) la información que se puede encontrar. No obstante, por la información disponible se demostrará que se puede definir un coste de operación de manera similar al definido para la operación de la pila de combustible.

Existen tres factores identificados claramente por la comunidad científica como aceleradores de la degradación (Barbir, 2005), que son:

- La densidad de corriente
- La temperatura de operación
- La presión de trabajo

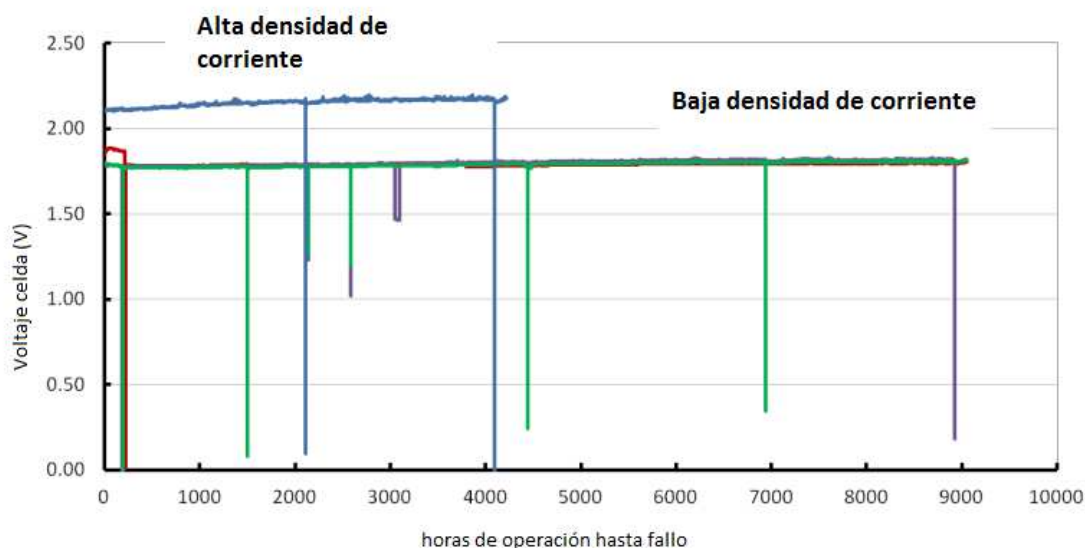


Figura 5.2.11.3.1 Test de durabilidad de celdas de electrolizadores PEM (ITM Power durability test (Dijk, 2013))

En la Figura 5.2.11.3.1 se observa cómo operar el electrolizador a altas densidades de corriente acaba destruyendo la membrana mucho antes que operarlo a densidades bajas. Además se puede apreciar incluso, cómo al operarlo a altas densidades de corriente el voltaje de operación va aumentando. Es decir, la degradación de la membrana es apreciable desde el comienzo.

Lamentablemente, el test de la Figura 5.2.11.3.1 solo ofrece dos ensayos para dos densidades de corriente distintas. Un tercer ensayo sería deseable para poder establecer una dependencia entre densidad de corriente y horas de operación hasta el fallo.

A parte de este deterioro, lógico por otra parte, cuando se opera a máxima potencia, existen algunos estudios (principalmente de fabricantes), sobre la durabilidad de electrolizadores PEM en cuanto a ciclos de encendido y apagado.

Los encendidos y apagados someten a un alto estrés la membrana. El efecto de la presión sobre la membrana (cambiando repentinamente) se piensa que puede jugar un papel importante en la degradación de los equipos (Dijk, 2013).

En la Tabla 5.2.11.3.1 se resumen los mecanismos de degradación y los efectos que se producen, observados por la empresa Hydrogenics.

Tabla 5.2.11.3.1. Mecanismos de degradación en electrolizadores PEM (Fuente: HYDROGENICS)

Mecanismo de degradación	Efecto del mecanismo
Elevada temperatura en el stack	<ul style="list-style-type: none"> • Degradación química debido a dependencia térmica de mecanismos de degradación en la membrana • Fallo de la membrana se acelera por la temperatura alta • Fallo mecánico de la membrana (u otro elemento del stack causado por fatiga térmica)
Ciclos rápidos de on/off	<ul style="list-style-type: none"> • Degradación química y mecánica debida a fluctuación rápida de presión y temperatura • Degradación química causada por polarización del stack no controlada
Altas densidades de corriente (hasta 5 A/cm²)	<ul style="list-style-type: none"> • Degradación química debida a sobrevoltajes de operación • Degradación mecánica debida a alto ratio de producción de gases
Intermitencia de on/off	<ul style="list-style-type: none"> • Fallo mecánico y térmico debido a fluctuación de presión y temperatura

Por tanto puede aplicarse una ecuación similar a la (5.2). Con una alta dependencia del coste de encendido y apagado.

$$C_{O\&M} = nC_{ON-OFF} + C_{\Delta P} + C_{Voc} \quad (5.5)$$

El número de encendidos y apagado límite se ha medido que puede superar los 10.000 ciclos según Hydrogenics, en los test acelerados de degradación y atendiendo a una degradación aproximada de $30\mu Vh^{-1}$ (después de 2000 horas de operación) (Marcelo Carmo, 2013), pueden tener una vida media de 15.000 horas hasta el fallo.

5.2.11.4. Coste de operación del almacenamiento en hidruro metálico

La capacidad de soportar ciclos de carga y descarga de hidrógeno en el hidruro sin ver alteradas sus propiedades es una de las características más buscadas en un hidruro. La degradación por ciclado en los hidruros metálicos es un fenómeno de disminución de la capacidad con el número de ciclos debido principalmente a factores intrínsecos tales como el crecimiento de grano, formación de hidruros estables (LaH₂) o por factores extrínsecos como impurezas que puedan entrar en el tanque con la corriente de hidrógeno (nitrógeno, vapor de agua). Incluso la propia cinética de la reacción se puede ver afectada por el número de ciclos (Melnichuk, 2010).

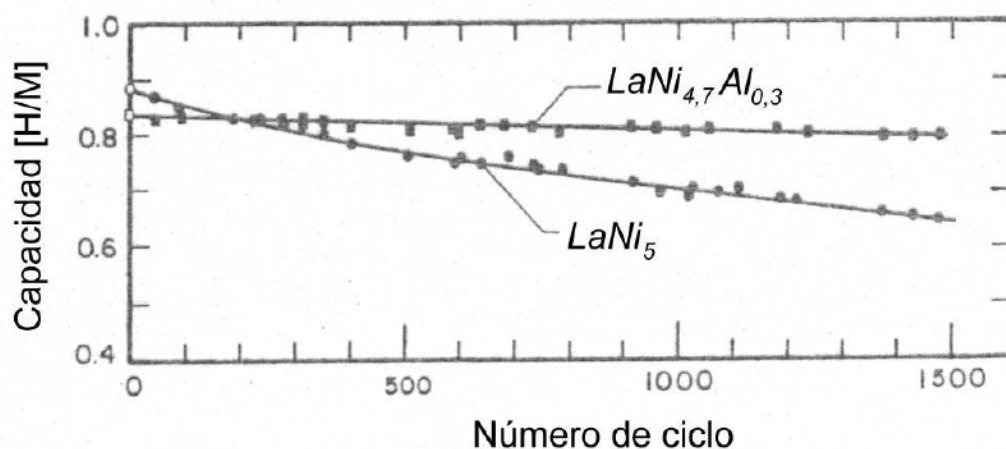


Figura 5.2.11.4.1. Evolución de la capacidad de almacenamiento en función del número de ciclos a 85°C entre 0 y 20.7 bar con tiempos de reacción de 30 min.

Estudios realizados (Sandrock G.D, 1984) cuantifican la capacidad de la aleación LaNi_{4,7}Al_{0,3} (la que está disponible en el laboratorio) en torno a los 30.000 ciclos. Aunque equipos comerciales señalan una capacidad mucho mayor (en torno a 100.000 ciclos) esto no se ha podido comprobar en valores reportados por la literatura.

5.2.11.5. Coste del uso de la red eléctrica

El uso de la red eléctrica también conlleva un coste, en el caso de que se esté comprando (“importando”) energía de la red. Caso que puede darse en todo sistema no aislado que no disponga de energía en los sistemas de almacenamiento o en la fuente renovable.

El coste establecido para la compra de electricidad es de 0,2 €/kWh. Se ha tomado un coste constante en este caso aunque se puede establecer un costo variable para la compra de electricidad acogiéndose al régimen de tarifa reducida.

Por otro lado, la electricidad también se puede exportar (vender) a la red en el caso de que la producción de la fuente renovable sea muy elevada y tanto la demanda como los sistemas de

almacenamiento no puedan absorber ese exceso. El precio de venta del kWh se ha establecido en 0.06 €/kWh.

5.3. Simulación de modos de operación mediante algoritmos heurísticos

Los modos de operación definidos en el Capítulo 2 han sido programados mediante algoritmos heurísticos¹³ en funciones “.m” de Matlab. Los archivos con el sistema de control son insertados en la herramienta de simulación (HMS) dentro del bloque de control para así poder proceder a la realización de las simulaciones. La estrategia de control implementada para producir cada modo de operación, es la ya explicada en el Capítulo 2: **control por banda de histéresis**. Las distintas variantes de esta estrategia dan lugar a los diferentes modos de operación implementados.

En esta sección se presentan las simulaciones numéricas llevadas a cabo para estudiar el comportamiento del sistema según diferentes condiciones externas (meteorológicas y de demanda).

En primer lugar, a modo de ejemplo, se muestran gráficamente los resultados de todos los modos de operación. Estas gráficas permitirán observar y comprender mejor cómo actúa cada modo de operación. El criterio de signos para las representaciones gráficas ha sido el siguiente: Se representan todas las potencias con signo positivo, excepto para las baterías y la red eléctrica, dado que el flujo puede ser bidireccional. Se identifica como potencia que entra a las baterías con signo positivo. Se identifica con signo negativo lo opuesto, cuando ceden potencia. Para la red, potencias positivas equivalen a importar energía, mientras que potencias negativas se corresponden con la exportación de energía.

En el apartado 5.3.3 se presentan los resultados de las simulaciones de todos los modos de operación bajo tres escenarios representativos. Los resultados se muestran en forma de tablas con los valores de los indicadores, pero se omite representar gráficamente todos los casos de simulación por claridad.

¹³ Nos referimos a heurística en este caso como a un conjunto de reglas lógicas basadas en la experiencia.

5.3.1. Ejemplos de simulación con la herramienta HMS:

5.3.1.1. Simulación MODO 1: MIN DIFF

- **Escenario 1:** Resultados mostrados por la herramienta de simulación para una microrred tipo FCPRESHBS.
 - Caso de día soleado, 24 horas de tiempo de simulación.
 - Demanda de energía: hogar familiar.
 - Modo de operación: MINDIFF
 - Estado inicial de carga:
 - SOC: 50%
 - NHM:50%

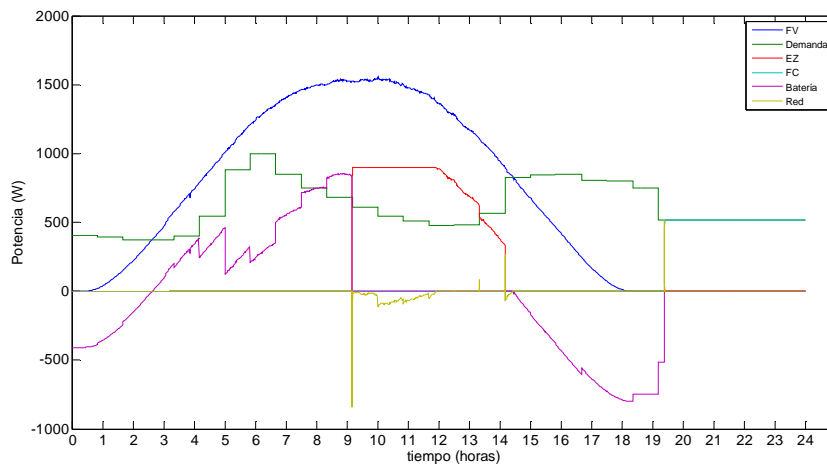


Figura 5.3.1.1.1 Potencias en la microrred para el MODO de operación MINDIFF

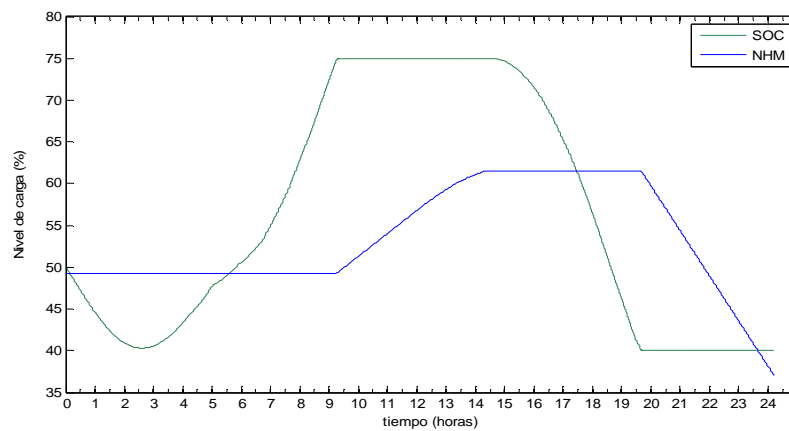


Figura 5.3.1.1.2 Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para el modo MIN DIFF

En este ejemplo se muestra la respuesta que ofrece el sistema a un día donde la energía solar es abundante. El modo de operación utiliza las baterías para suplir el desfase entre potencia generada y demandada. En el pico máximo de energía generada por los paneles (FV), se hace necesario recurrir al encendido del electrolizador, el cual se activa a potencia máxima. Dado que aún sobra energía, el modo de operación estipula que se venda a la red eléctrica. En la parte final de la simulación (de noche), la energía almacenada en las baterías se va agotando y para protegerlas de la descarga profunda el modo de operación activa la pila de combustible, impidiendo una mayor descarga de las baterías. Tanto electrolizador como pila de combustible se activan a potencia variable en este modo de operación.

Nótese los picos de potencia en la potencia de red. Este es un detalle importante que se produce debido a que las actuaciones de los equipos (electrolizador, pila de combustible) no son instantáneas. Durante ese breve espacio de tiempo en que los equipos alcanzan la potencia de consigna, la red suplente la diferencia de potencia debido a que se ha considerado mucho más rápida que la dinámica del resto de equipos.

5.3.1.2. Simulación MODO 2: MAX H2

- **Escenario 1:** Resultados mostrados por la herramienta de simulación para un sistema FCPRESHBS.
 - Caso de día soleado, 24 horas de tiempo de simulación.
 - Demanda de energía: hogar familiar.
 - Modo de operación: MAX H2
 - Estado inicial de carga:
 - SOC: 50%
 - NHM:50%

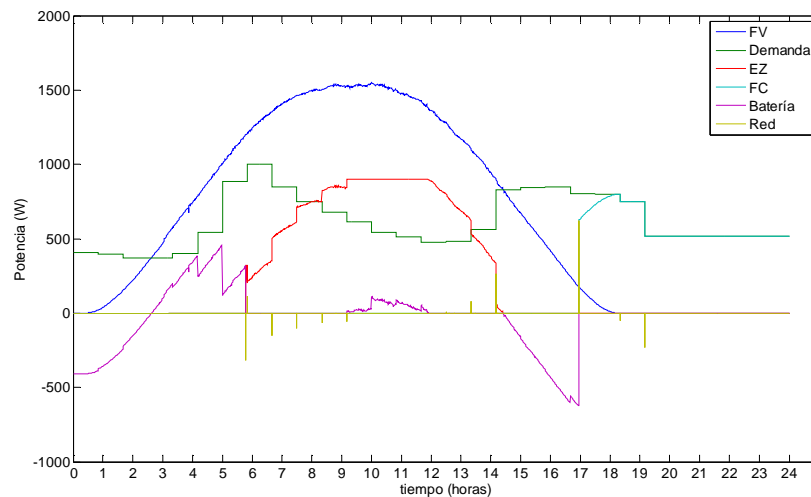


Figura 5.3.1.2.1. Potencias en la microrred para el MODO de operación MAXH2

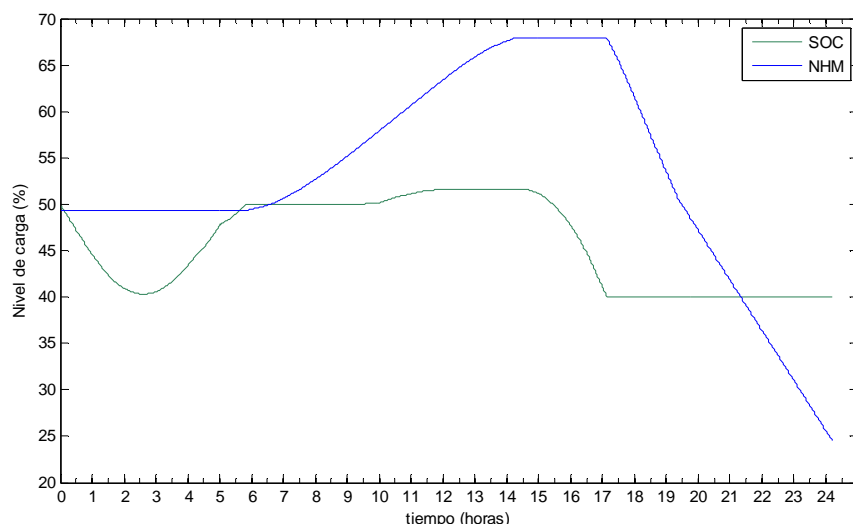


Figura 5.3.1.2.2 Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para el modo MAX H2

Se observa en la Figura 5.3.1.2.1 como ahora se utiliza el electrolizador como primer medio de almacenamiento de energía activándose mucho antes que en el caso anterior. Así, cuando las baterías alcanzan el 50% de carga se activa el electrolizador para absorber toda la energía sobrante. Se comprueba cómo llega un momento en que el electrolizador alcanza la potencia máxima y entonces el sistema vuelve a emplear las baterías para absorber la energía en exceso. Nótese la diferencia con el modo anterior donde se empleaba la red eléctrica para absorber el exceso que el electrolizador no podía admitir. Es importante destacar como la pila de combustible se activa también y aunque en este modo se ha producido gran cantidad de hidrógeno, la pila funciona más tiempo haciendo que descienda el nivel de hidrógeno en el hidruro.

5.3.1.3. Simulación MODO 3: PROTEC BAT

- **Escenario 1:** Resultados mostrados por la herramienta de simulación para un sistema FCPRESHBS.
 - Caso de día soleado, 24 horas de tiempo de simulación.
 - Demanda de energía: hogar familiar.
 - Modo de operación: PROTEC BAT
 - Estado inicial de carga:
 - SOC: 50%
 - NHM:50%

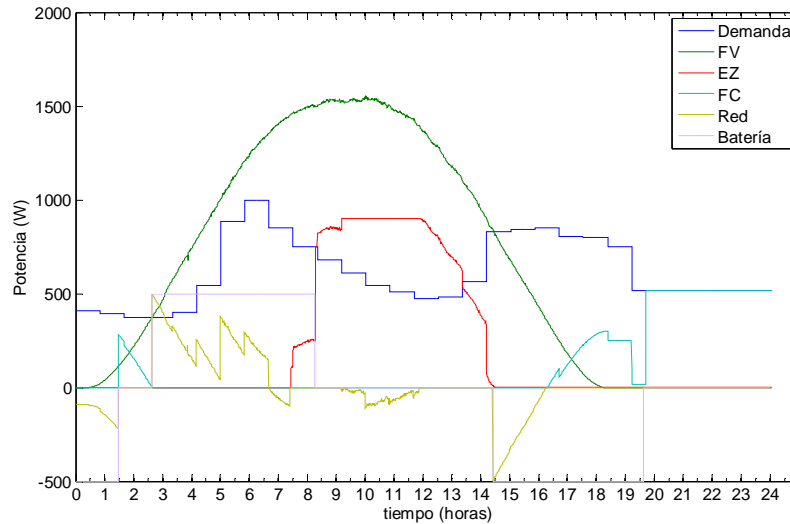


Figura 5.3.1.3.1 Potencias en la microrred para el MODO de operación PROTEC BAT

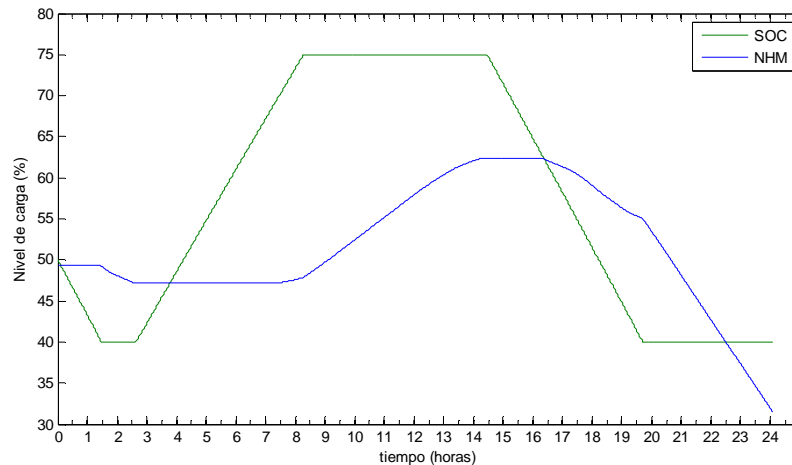


Figura 5.3.1.3.2. Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para el modo PROTEC BAT

En este modo se aprecia una notable diferencia en el funcionamiento, observando las gráficas. Vemos en la Figura 5.3.1.3.1, cómo las baterías siempre se descargan o cargan a potencia constante. El modo de operación permite hacer esto y gestionar los desajustes de energía gracias a que emplea el electrolizador y la pila de combustible a potencia variable. Esto permite absorber los desajustes entre generación demanda y liberando a las baterías de esta tarea, según se ha establecido en este modo de operación.

5.3.1.4. Simulación MODO 4: PROTEC FC

- **Escenario 1:** Resultados mostrados por la herramienta de simulación para un

sistema FCPRESHBS

- Caso de día soleado, 24 horas de tiempo de simulación.
- Demanda de energía: hogar familiar.
- Modo de operación: PROTEC FC
- Estado inicial de carga:
 - SOC: 50%
 - NHM:50%

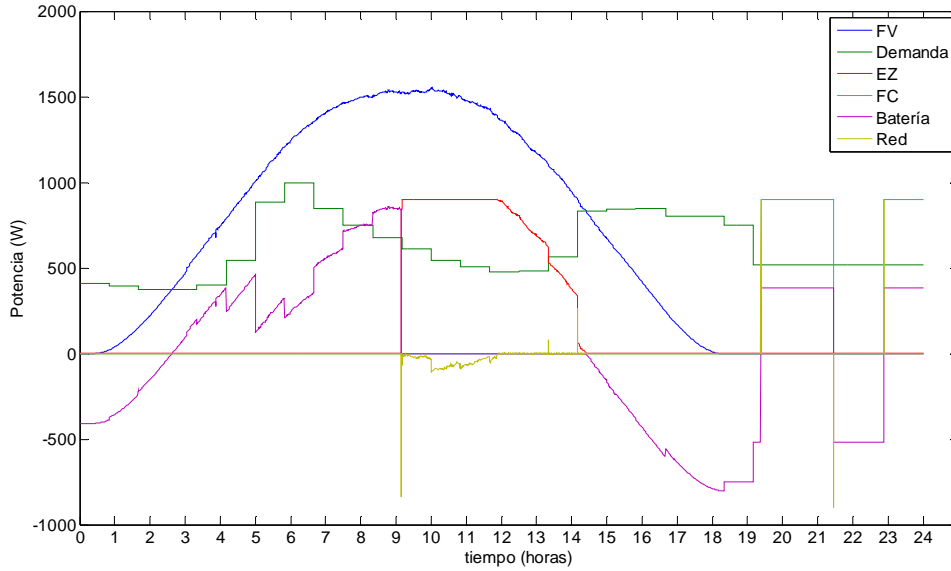


Figura 5.3.1.4.1. Potencias en la microrred para el MODO de operación PROTEC FC

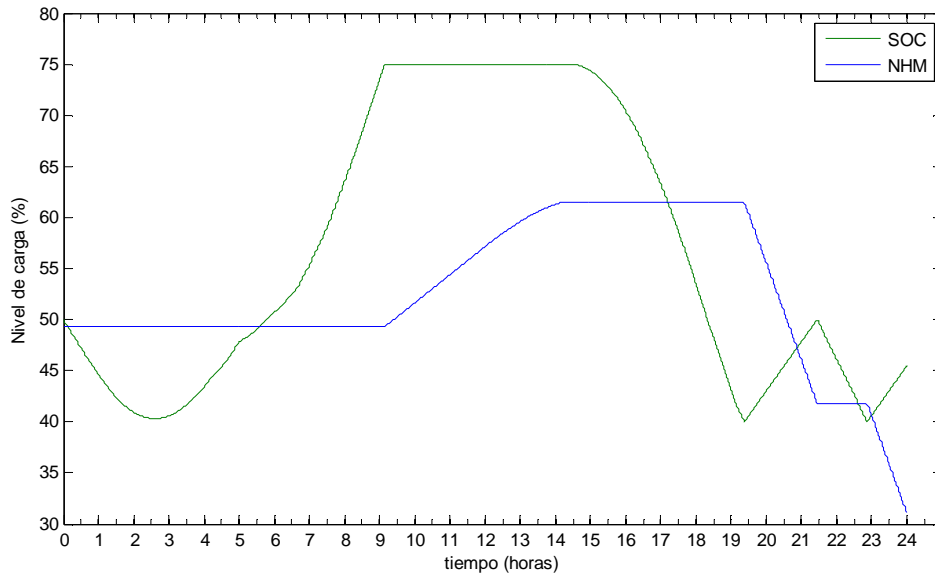


Figura 5.3.1.4.2. Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para el modo PROTEC FC

Según se puede comprobar en las gráficas de este modo de operación, la actuación de la pila de combustible a potencia constante recarga las baterías hasta que las mismas alcanzan un nivel de seguridad (establecido en este caso en un 50%). Se comprueba como el sistema de control actúa correctamente desactivando la pila de combustible llegado a ese punto. Se observa que tanto en los eventos de activación, como desactivación la red compensa los transitorios de pocos segundos en los que la pila de combustible no ha alcanzado todavía el valor de referencia de la potencia.

5.3.1.5. Simulación MODO 5: PROTEC EZ

- **Escenario 1:** Resultados mostrados por la herramienta de simulación para un sistema FCPRESHBS
 - Caso de día soleado, 24 horas de tiempo de simulación.
 - Demanda de energía: hogar familiar.
 - Modo de operación: PROTEC EZ
 - Estado inicial de carga:
 - SOC: 50%
 - NHM:50%

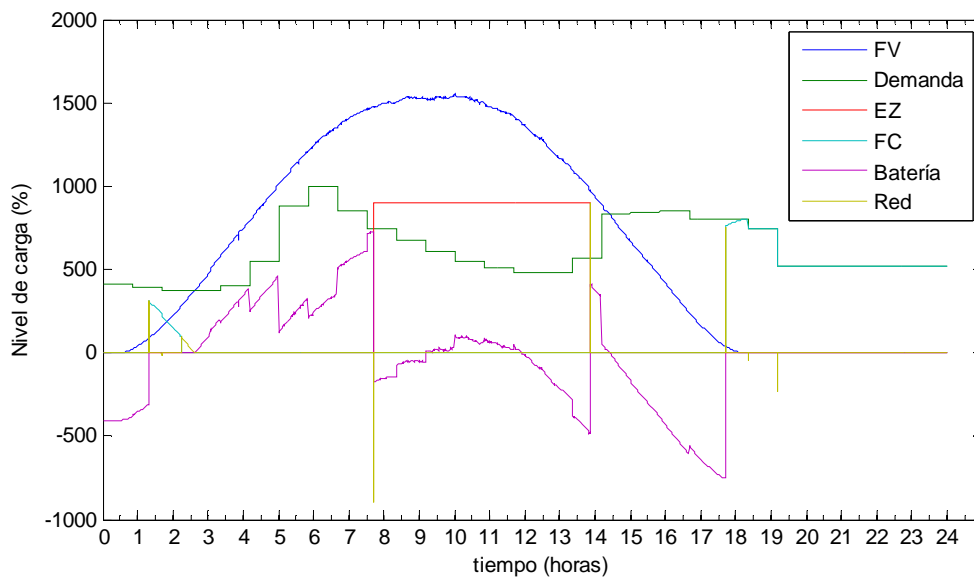


Figura 5.3.1.5.1. Potencias en la microrred para el MODO de operación PROTEC EZ

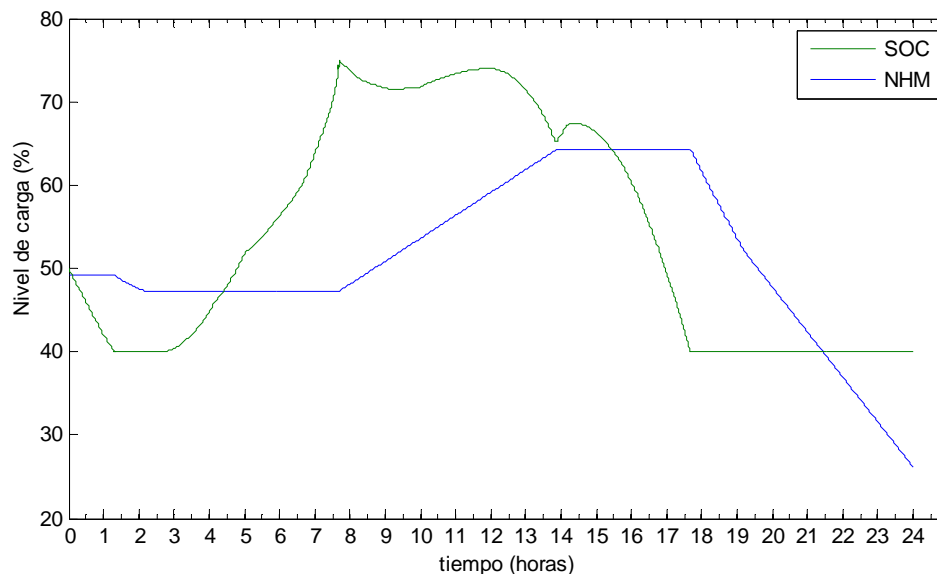


Figura 5.3.1.5.2. Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para el modo PROTEC EZ

En este modo de operación cuando las baterías alcanzan el nivel máximo de carga, el electrolizador es activado a potencia máxima para absorber el exceso. En esta ocasión, durante un tiempo, sobra más potencia de la que se puede derivar al electrolizador y entonces es exportada a la red. Cuando la potencia neta disponible es menor que la potencia nominal del electrolizador (900 W), se toma la energía de las baterías para seguir manteniendo en marcha el electrolizador. Esto sucede hasta que el estado de carga de las baterías desciende por debajo del 65 % (ver Figura 5.3.1.5.2), momento en el cual se desactiva el electrolizador por completo.

5.3.1.6. Simulación MODO 6: MAX EFF

- **Escenario 1:** Resultados mostrados por la herramienta de simulación para un sistema FCPRESHBS
 - Caso de día soleado, 24 horas de tiempo de simulación.
 - Demanda de energía: hogar familiar.
 - Modo de operación: MAX EFF
 - Estado inicial de carga:
 - SOC: 50%
 - NHM:50%

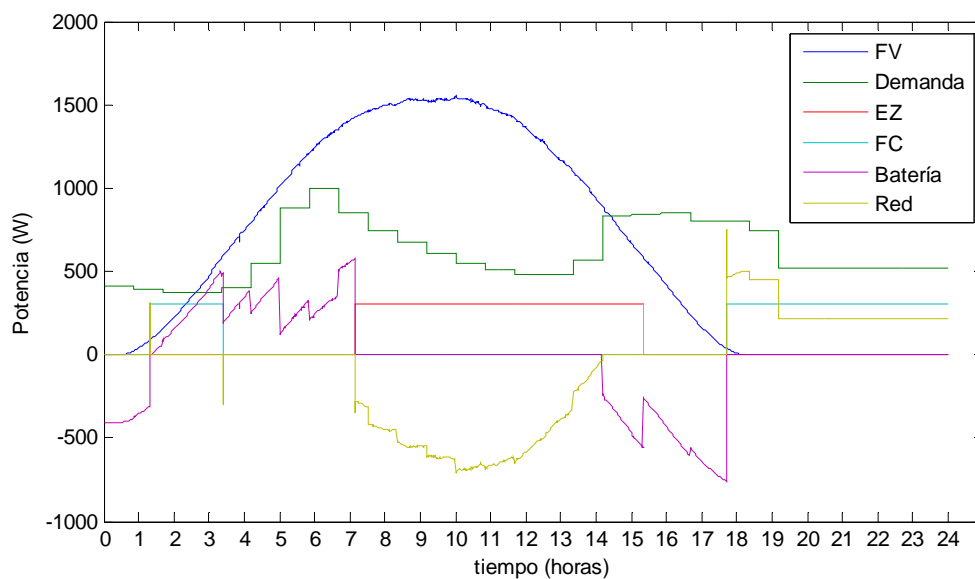


Figura 5.3.1.6.1. Potencias en la microrred para el MODO de operación MAX EFF

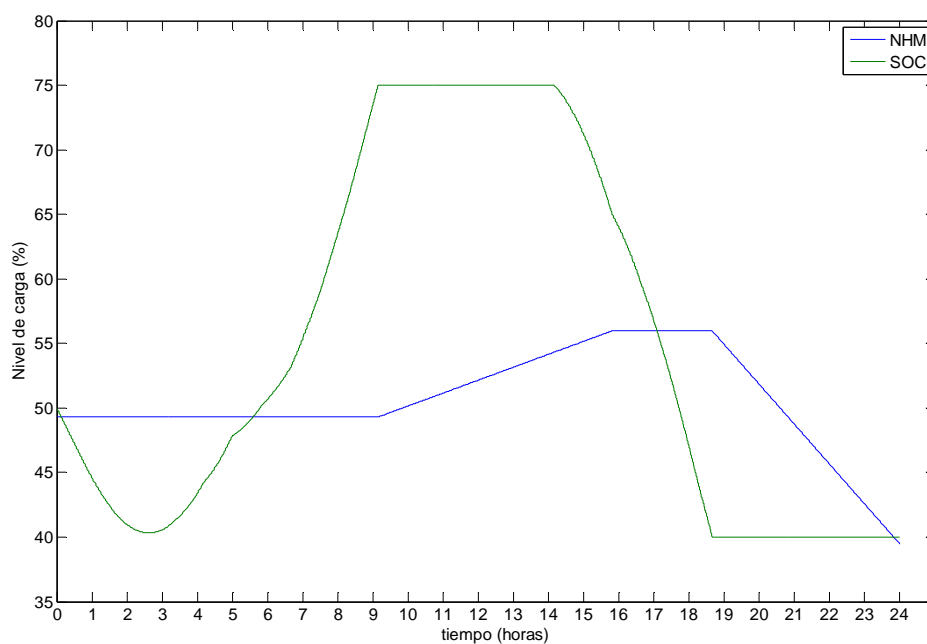


Figura 5.3.1.6.2. Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para el modo MAX EFF

La Figura 5.3.1.6.1 muestra la evolución de las potencias en la microrred bajo este modo de operación. Tanto electrolizador como pila de combustible funcionan a potencia constante. La potencia escogida se corresponde con los puntos de máxima eficiencia de ambos equipos cruzando las curvas de eficiencia de los mismos con las curvas de eficiencia de los convertidores. Tanto electrolizador como pila funcionan más tiempo en este modo que en los otros según lo

observado en las gráficas. Otra diferencia importante con los otros modos de operación, es que se importa/exporta más energía de la red.

5.3.2. Definición de la batería de simulaciones

Como el lector habrá podido comprobar, existe una abundante casuística si se combina modos de operación, configuraciones de microrredes y condiciones externas (meteorología, demanda, niveles iniciales de carga, etc.). Por ello se hace necesario realizar un estudio previo, con el objetivo de acotar las simulaciones a realizar.

Para realizar dicha selección se ha estudiado la matriz de posibilidades configuraciones-modos obtenida previamente en el Capítulo 2:

Tabla 5.3.2.1. Tabla de configuraciones tipos – modos de operación

CONFIG /MODO	MIN DIFF	MAX H2	PROTEC BAT	PROTEC FC	PROTEC EZ	MAX EFF
PRESHS	SI	SI	NO	NO	SI	SI
PRESBS	SI	NO	SI	NO	NO	NO
PRESHBS	SI	SI	SI	NO	SI	SI
FCPRESHS	SI	SI	NO	SI	SI	SI
FCPRESBS	SI	NO	SI	SI	NO	SI
FCPRESHBS	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Esta matriz expresa las posibles combinaciones de modos de operación-configuraciones tipo de microrredes que se pueden dar (se han considerado todas las configuraciones con conexión a red). Como se observa, algunas configuraciones no pueden funcionar en todos los modos de operación posibles, debido a las propias limitaciones físicas de la instalación (ausencia de baterías, electrolizador o pila en cada caso).

La tabla anterior equivale a un total de 26 posibilidades, las cuales se pueden probar a su vez bajo diferentes condiciones de ensayo. Las condiciones de ensayo que se pueden considerar son las siguientes:

Fuentes de potencia	Eólica
	Fotovoltaica
	Híbrida
Perfiles de potencia	Estacional
	Día más favorable
	Día más desfavorable.
Perfiles de demanda	Vivienda, red, industria.
	Estacional.
	Laborable, festivo.
Ancho banda de histéresis	10%
	5%
	15%
Escala de tiempo	Días → Escalado a: 1 h, 4 h, 8 h. real
	Semana
Niel SOC / Hiduro	Bajo
	Medio
	Alto

Como se puede comprobar, el número de posibilidades de ensayo, teniendo en cuenta toda la casuística posible resulta una cifra desorbitante (63180 casos). No es intención de la presente Tesis presentar todos los resultados posibles de tan variada casuística, sino abordar los casos más representativos con la intención de demostrar que el resto de casos se pueden tratar de la misma manera, sin que se pierda validez en las conclusiones aportadas.

Se concluye por tanto, que el número de simulaciones y ensayos requeridos estrictamente para estudiar todas las situaciones posibles constituye una cifra materialmente inabordable. De ahí que se hayan realizado las siguientes hipótesis y simplificaciones en el plan de ensayos:

- Teniendo en cuenta que algunas configuraciones engloban a otras. Bajo los mismos modos de operación se establecerían simulaciones redundantes. Por tanto, se concluye que es lícito focalizar el estudio sobre las configuraciones más completas, dado que el funcionamiento de estas engloba en cierto modo al funcionamiento de las restantes. La configuración seleccionada por tanto es la FCPRESHBS (la más compleja y completa de todas).
- Se reducirá el análisis de perfiles de potencia y demanda a tres casos representativos. En el caso de la potencia generada, los casos meteorológicos estudiados son: día soleado, día nublado y día de viento. Para el caso de la demanda, se analiza la demanda típica de un día laborable para una vivienda familiar.

Se entiende que, en cuanto a perfiles, cualquier situación que se pueda dar de perfil estacional y demanda equivale en realidad a tres posibles situaciones o escenarios: encendido de pila, encendido de electrolizador o encendido de ambos en el mismo día. Por ello se escogerán específicamente unos perfiles que den lugar a estas tres situaciones.

- Se establece un ancho de banda de histéresis del 10%, siendo este un valor común usado en la literatura y a la vez un punto intermedio entre las otras posibilidades. (Véase Anexo II donde se muestra un estudio de la influencia del ancho de banda de histéresis en la operación del sistema).
- La escala de tiempo de simulación y de experimentación será de 24 horas. Este periodo se escoge como patrón temporal dado que permite observar perfectamente la evolución de los equipos y las actuaciones de control. Alargar la escala temporal sólo se traduciría en una repetición de lo sucedido.
- Los niveles de carga de los sistemas de almacenamiento de energía se establecen a la mitad. Esto deja margen de actuación a la planta y a la vez restringe la operación al no disponer del almacenamiento completo.

Estas simplificaciones reducen el número de pruebas a realizar a una cantidad abordable, sin que pierda calidad el estudio. Seguidamente se resumen en diferentes tablas los resultados de la batería de simulaciones ejecutada según las simplificaciones mencionadas.

5.3.3. Resultados numéricos de Simulación:

Por conveniencia se resumen en tres tablas los resultados numéricos de la batería de simulaciones para los tres escenarios representativos seleccionados. Esto permite comparar de manera más sencilla los indicadores de funcionamiento. Para facilitar la extracción de conclusiones se ha marcado con color verde y rojo los resultados extremos correspondientes con el valor (o valores) más favorable y más desfavorable respectivamente.

5.3.3.1. Escenario 1: “Día despejado”

- **Perfil de generación:** “día despejado”.
- **Energía producida fuente renovable:** 15.93 kWh
- **Energía demandada vivienda:** 14.77 kWh
- **Tiempo de simulación:** 24 horas.
- **Condiciones iniciales de reservas de energía:** SOC=50%, NHM=50%

Tabla 5.3.3.1.1. Resultados de simulación del modelo del sistema FCPRESHBS para fuente solar (“día despejado”)

Indicador	%DNS	START-STOP (ez fc)	%ENA	NHM (%)	SOC(%)	Tez,Tfc (h)	rH2	e-ALARM (ez fc)	η_{ez}, η_{fc}	η_{path}	CO&M (€)
MIN DIFF	0	2 1	0.85	36.5	40	5.02 4.62	0.488	4 1	67.41 50.75	79.20	4.422
MAX H2	0	2 1	0	24.5	40	8.38 7.05	0.429	8 4	68.2 50.19	74.70	4.707
PROTEC BAT	6.753	2 7	5.099	31.55	40	6.75 7.46	0.481	7 5	68.01 54.14	63.89	8.734
PROTEC FC	0	2 3	0.8	31.08	40	5.021 3.19	0.401	4 4	67.41 48.88	68.28	7.3
PROTEC EZ	0	2 1	0.8	30.81	40	5.23 5.69	0.438	2 4	66.44 48.87	67.51	4.69
MAX EFF	8.6	2 1	16.11	39.47	40	6.78 5.28	0.416	2 2	72.57 53.59	65.44	3.460

Como era previsible, en un día soleado, se activa el electrolizador para almacenar el exceso de energía (en todos los modos de operación). Durante la noche, se hace necesario el uso de la pila de combustible para producir electricidad con la energía almacenada previamente. Analizando los indicadores, el coste económico de operación es muy parecido. El de menor coste es el modo MAXEFF, pero no aprovecha demasiado bien la energía (altos índices DNS y ENA). Por ello, son más aconsejables para este escenario los modos de operación MIN DIFF, PROTEC EZ o MAX H2, que desde el punto de vista técnico aprovechan muy bien la energía sin incurrir en un elevado coste de operación. Teniendo en cuenta el indicador de eventos de alarma finalmente para discriminar entre los modos, resulta vencedor el modo MIN FIFF para los días soleados.

5.3.3.2. Escenario 2: “Día parcialmente nublado”

- **Perfil de generación:** “día parcialmente nublado”.
- **Energía producida fuente renovable:** 4.834 kWh
- **Energía demandada vivienda:** 14.77 kWh
- **Tiempo de simulación:** 24 horas.
- **Condiciones iniciales de reservas de energía:** SOC=50%, NHM=50%

Tabla 5.3.3.2.1. Resultados de simulación del modelo del sistema FCPRESHBS para fuente solar (Irradiancia Intermitente).

MODO \ Indicador	%DNS	START-STOP(ez fc)	%ENA	NHM (%)	SOC(%)	Tez,Tfc (h)	rH2	e-ALARM (ez fc)	ηez, ηfc	ηpath	C O&M (€)
MIN DIFF	36.91	0 54	0	10	40	0 9.99	0	0 242	- 53.30	80.39	50.88
MAX H2	36.91	0 54	0	10	40	0 9.05	0	0 242	- 53.30	80.39	50.88
PROTEC BAT	43.5	0 50	17.61	10	40	0.00 8.79	0	0 235	- 54.00	47.92	47.15
PROTEC FC	38.25	0 6	0	10	40	0 4.13	0	0 6	0 48.89	86.18	8.86
PROTEC EZ	36.91	0 54	0	10	40	0 9.99	0	0 242	- 53.30	80.39	50.88
MAX EFF	36.95	0 4	0	10	40	0 12.7	0	0 6	0 53.54	70.18	4.525

En un día nublado, donde la energía eléctrica producida es escasa e intermitente las condiciones meteorológicas someten a una dura prueba al sistema. Como se ve, en todos los modos se hace un uso intensivo de la pila de combustible Excepto para los modos PROTEC FC y MAX EFF donde se protege el funcionamiento de la misma. Los indicadores destacan como el modo más efectivo desde el punto de vista económico es el MAX EFF. Como contrapartida, no puede suplir toda la energía demandada, haciendo uso de la red. No obstante, coincide que en todos los modos, la energía almacena más la producida no es suficiente para abastecer la demanda, y hacen uso de la red igualmente.

El escenario estudiado, de nubosidad variable, es un caso que se puede dar perfectamente. A nivel de simulación, no representa ningún inconveniente. Pero observamos que el resto de modos de operación exigen 54 start-stop a la pila de combustible. La pila puede llevarlos a cabo, ya que puede arrancar y parar rápidamente¹⁴, y en un espacio de 24 horas, esto no es problema. Sin embargo, hay que tener en cuenta que este modo de operar la pila produciría un gran acortamiento de su vida útil, dado que para un día, este número de arranques es relativamente elevado. Pensemos, que siendo el número total de start-stop en torno a 10.000-30.000 ciclos (Zakrisson, 2011) a lo largo de su vida útil y si calculamos su vida útil en 5 años, entonces dispondremos aproximadamente de entre 5 y 16 start-stop por día (sin contar con que la degradación es observable a partir de los 1000 ciclos) (Morral, 2012). Por tanto, los modos de operación que emplean la pila de combustible a potencia variable no son nada recomendables para el escenario de irradiancia variable.

¹⁴ Se precisa un tiempo mínimo de 2 minutos entre arranque y parada para efectuar la purga con nitrógeno de la pila

5.3.3.3. Escenario 3: “Día de viento moderado”

- **Perfil de generación:** “día de viento moderado”.
- **Energía producida fuente renovable:** 18.26 kWh
- **Energía demandada vivienda:** 14.77 kWh
- **Tiempo de simulación:** 24 horas.
- **Condiciones iniciales de reservas de energía:** SOC=50%, NHM=50%

Tabla 5.3.3.3.1. Resultados de simulación del sistema FCPRESHBS para fuente eólica.

MODO \ Indicador	%DNS	START-STOP(ez fc)	%ENA	NHM (%)	SOC(%)	Tez,Tfc (h)	rH2	e-ALARM (ez fc)	η_{ez}, η_{fc}	η_{path}	C O&M (€)
MIN DIFF	0	12 0	1.149	59.61	47.92	6.64 0	Inf	19 -	70.41 -	87.01	16.89
MAX H2	0	14 6	0	51.49	42.15	10.68 3.23	1.145	9 5	70.03 51.82	81.29	28.46
PROTEC BAT	7.851	25 6	11.92	52.29	43.29	7.91 1.45	1.399	27 4	71.43 56.48	64.74	31.59
PROTEC FC	0	12 0	1.009	59.7	47.92	6.65 0	Inf	10 -	70.42 -	78.10	18.83
PROTEC EZ	0	6 4	0	59.41	42.15	4.38 0.51	6.501	7 4	66.05 53.50	73.57	8.621
MAX EF	0	4 0	5.447	57.87	45.83	8.563 0	inf	2 -	72.59 -	77.37	2.82

El perfil de potencia generada por los aerogeneradores presenta una naturaleza estocástica muy pronunciada que provoca continuas variaciones en la potencia que entra al sistema. Tanto si se enciende la pila de combustible (por defecto de energía), como si se enciende el electrolizador (por exceso), la variación de potencia neta es muy acusada, provocando degradación de los equipos cuando los modos de operación los usan a potencia variable, como indica el coste de operación y los eventos de alarma

Para este caso particular se observa como el modo MAX EFF es el que mejor indicadores presenta (excepto en nivel de hidruros y ENA). Esto se debe a dos aspectos: El primero de ellos está relacionado con la los perfiles de potencia generada y demandada. En este caso, la potencia neta no difiere mucho de la potencia de máxima eficiencia a la que se activan los equipos (correspondiente a unos 300 W), por tanto, se usan muy eficientemente. El segundo aspecto es que los equipos están funcionando a potencia constante, quedando protegidos de las continuas variaciones en la velocidad del viento.

En conclusión, si la potencia neta resulta de un valor parecido a la potencia de máxima eficiencia, este modo resulta el más indicado. Mientras que si la potencia neta es mayor que el valor de la potencia de eficiencia, entonces PROTEC EZ o POTECFC resultan claramente los más adecuados, según la potencia neta sea positiva o negativa respectivamente para no desperdiciar una gran cantidad de energía

5.4. Análisis y conclusiones de los modos de operación en base a los resultados de los indicadores

Como se puede comprobar por la variedad de posibilidades, el número de indicadores necesarios y las tablas de resultados obtenidos, el análisis técnico-económico de la gestión de microrredes renovables con almacenamiento de energía revierte cierta complejidad. No obstante se han obtenido un número de conclusiones que pueden ser muy valiosas para el diseño y operación de este tipo de plantas.

Modo 1. MIN DIFF.

Las simulaciones muestran como este modo presenta un índice de demanda no satisfecha (DNS) y energía no aprovechada (ENA) muy bajo. Esto indica un buen aprovechamiento de la energía para satisfacer la demanda en todos los escenarios. No obstante muestra un uso relativamente elevado de electrolizador y pila de combustible (según se deduce de los indicadores de alarma y start-stop), con poca eficiencia en el uso de los mismos, a tenor de los indicadores de rendimiento obtenidos.

Modo 2. MAX H2

Este modo de operación ha presentado unos resultados medios en los diferentes escenarios. Las simulaciones demuestran cómo es uno de los mejores modos de operación a la hora de aprovechar la energía disponible (muy bajo índice ENA), especialmente para el caso de alta irradiancia y viento moderado (Escenarios 1 y 3). No obstante, el uso prioritario del electrolizador conlleva un alto tiempo de funcionamiento en situación de alarma (el mayor de todos), lo que provocaría un desgaste prematuro del equipo, además de una baja eficiencia global de la planta (η_{path}) debido al uso prioritario del camino del hidrógeno.

Modo 3. PROTEC BAT

El análisis de los indicadores de funcionamiento para este modo arroja la conclusión de que ofrece unas prestaciones medias en todas las situaciones, no destacando tampoco en ningún indicador. En relación al aprovechamiento de energía, no resulta muy conveniente. Los indicadores económicos (eventos de alarma y coste de operación) no son buenos. Esto es debido a que aunque protege a las baterías de un uso intensivo, la variabilidad de la fuente renovable es soportada por el electrolizador y la pila, que dan un coste final de operación alto.

Modo 4. PROTEC FC

En este modo de operación, la pila se activa a potencia constante. Por tanto, tiene un menor coste en cuanto a degradación de la misma. Esto resulta muy beneficioso en situaciones como el escenario 2 o el 3, donde la intermitencia de la fuente renovable es fuerte. Como contrapartida, el coste energético para la planta puede ser notorio, tal como muestran los indicadores. Sobre todo en los casos en que se trata de un día soleado, o de manera general en situaciones con poca intermitencia en la potencia suministrada por las fuentes renovables (o la potencia neta en el sistema)

Modo 5. PROTEC EZ

En este caso, de manera similar al anterior, no se aprovecha toda la energía disponible, cómo indican los índices DNS y ENA, específicamente. No obstante, el coste económico para la operación de la planta es mucho menor cuando la intermitencia de la fuente renovable es fuerte (Escenarios 2 y 3) y se produce un exceso de potencia que obliga a usar el electrolizador la mayor parte del tiempo (Escenario 3 en concreto).

Modo 6. MAX EFF

Las simulaciones sobre este modo de operación arrojan el resultado de, que los rendimientos de los equipos (electrolizador y pila) se sitúan en los más altos de todos los modos de operación para la mayoría de los escenarios. El objetivo del modo de operación se cumple. Sin embargo, como se ha comprobado, no se aprovecha bien la energía si la potencia neta disponible difiere mucho de la potencia de máximo rendimiento de los equipos. Por otro lado, para los casos en los que este requerimiento se cumple se obtienen muy buenos resultados, sobre todo en cuanto a eficiencia y coste de operación.

Como conclusión a todo el análisis anteriormente descrito, señalaremos que según los resultados obtenidos, en unas situaciones de operación resultaban mejor unos modos que otros, dependiendo fundamentalmente de las condiciones meteorológicas, la demanda de energía y el estado de carga de los sistemas de almacenamiento entre otras variables.

A raíz de estos resultados, tenemos que concluir que ningún modo es superior al resto en todas las situaciones. Sino que unos modos resultaron más convenientes para unas situaciones y otros en otras.

De ahí, que el incluir un nuevo sistema de control que podríamos denominar “multimodo” el cual operase la planta bajo un modo de operación distinto según las condiciones meteorológicas sería recomendable en el futuro. Sin embargo, esto requeriría manejar predicciones meteorológicas, de demanda, niveles de almacenamiento, etc. Estudiar este posible sistema escapa del alcance de esta Tesis y se propone como una posible línea de investigación futura, ya que no se ha encontrado en la bibliografía nada al respecto.

Tras el análisis de los resultados de simulación, se seleccionarán los modos de operación para los cuales los indicadores muestran mejor comportamiento atendiendo a criterios de: eficiencia, aprovechamiento de la energía y coste económico. De acuerdo con estos criterios, se establecerá el plan de ensayos experimentales.

5.5. Obtención del plan de ensayos

Tras analizar los resultados de simulación mediante los indicadores, se observa en general que los modos que operan los equipos a *potencia variable* aprovechan más la energía disponible. Pero para determinadas condiciones meteorológicas (con nubosidad o elevada intermitencia del viento) resultan en una actividad intensiva de los equipos y por ende, en un coste de operación más elevado.

Se determina que el plan de ensayos evitará los modos de operación con peores resultados tanto energéticos como económicos. Así, por ejemplo no se enmarcarán en el plan de ensayos los modos donde presentan número de start-stop inadmisibles.

Dado que resultará frecuente que en condiciones reales de operación se den condiciones meteorológicas adversas. Se plantea que los modos de operación-escenario más convenientes a ensayar sean los siguientes:

- MINDIFF – Día Soleado

Los días soleados sin nubosidad presentan un perfil de potencia generada bastante suave. Considerando los indicadores de funcionamiento obtenidos en simulación el modo MINDIFF presente muy buenos resultados para el escenario de día soleado. Por ello se ha seleccionado para la fase de pruebas.

MIN DIFF	0	2 1	0.85	36.5	40	5.02 4.62	0.488	4 1	67.41 50.75	79.20	4.422
----------	---	-----	------	------	----	-----------	-------	-----	-------------	-------	-------

- MAX EFF - día nuboso

Ante la exigencia para el sistema de control de un perfil de irradiancia variable, se ha de hacer mayor uso de la red eléctrica. Este modo de operación es el que mejor ha resultado como solución de compromiso entre eficiencia y coste.

MAX EF	36.95	0 4	0	10	40	0 12.7	0	0 6	0 53.54	67.43	4.525
--------	-------	-----	---	----	----	--------	---	-----	---------	-------	-------

- MAXEFF/PROTEC EZ - día viento moderado

La variabilidad del viento se pone de manifiesto en este escenario. MAX EFF junto con PROTEC EZ son los más convenientes.

MAX EF	0	4 0	10.92	61.01	48.57	11.73 0	Inf	5 0	72.54 -	74.35	4.154
PROTEC EZ	0	6 4	0	66.92	47.2	6.43 0	Inf	6 0	66.39 -	75.01	8.621

Estos modos de operación son los más recomendables atendiendo a que presentan los mejores indicadores económicos y unos indicadores de tipo energéticos buenos. Así, estos modos alcanzan una solución de compromiso entre coste y eficiencia energética. En el caso de que el criterio de eficiencia primase sobre el coste (como puede ser en algún tipo de aplicación, como una militar) otros modos de operación podrían ser más válidos que los planteados.

El plan de ensayos por tanto, se basará en demostrar el funcionamiento de los modos de operación en los escenarios particularmente interesantes, escogidas como representativos.

Probar los modos en situaciones poco exigentes para el control no reviste demasiado interés. Por ello el plan de ensayos se centrará en las situaciones más exigentes. En cualquier caso, a escala de tiempo reducido, se ofrecen también los resultados experimentales de otras situaciones con diferentes modos de operación (PROTEC EZ y PROTECFE).

Para validar experimentalmente los modos de operación, ha de tenerse en cuenta que las pruebas tendrían una duración de 24 horas. Ensayos experimentales tan largos, requieren de una preparación especial, dado que cualquier fallo puede arruinar numerosas horas de trabajo. Por ello, se estableció inicialmente una serie de pruebas preliminares a escala de tiempo reducida, con el objeto de comprobar el correcto funcionamiento. La escala de tiempo se fue ampliando paulatinamente a 4, 8 y finalmente 24 horas.

5.6. Ejecución de los ensayos

5.6.1. Evaluación experimental de los modos de operación para la escala de tiempo reducida:

Esta parte del plan de ensayos tiene como objetivo verificar el correcto funcionamiento de los modos de operación en la planta real. Detectar posibles funcionamientos anómalos y hacer los pequeños ajustes que se requieran.

Se establecieron como pruebas iniciales los ensayos a escala reducida de 4 horas, donde se pudo comprobar que la planta experimental funciona acorde a los propósitos del modo de operación concreto.

5.6.1.1. Resultados experimentales Modo PROTEC EZ en día soleado

Las condiciones de este ensayo se describen a continuación.

- o Modo de operación: PROTEC EZ (funcionamiento a potencia constante del electrolizador).
- o Perfil solar y de demanda escalados a 4 horas

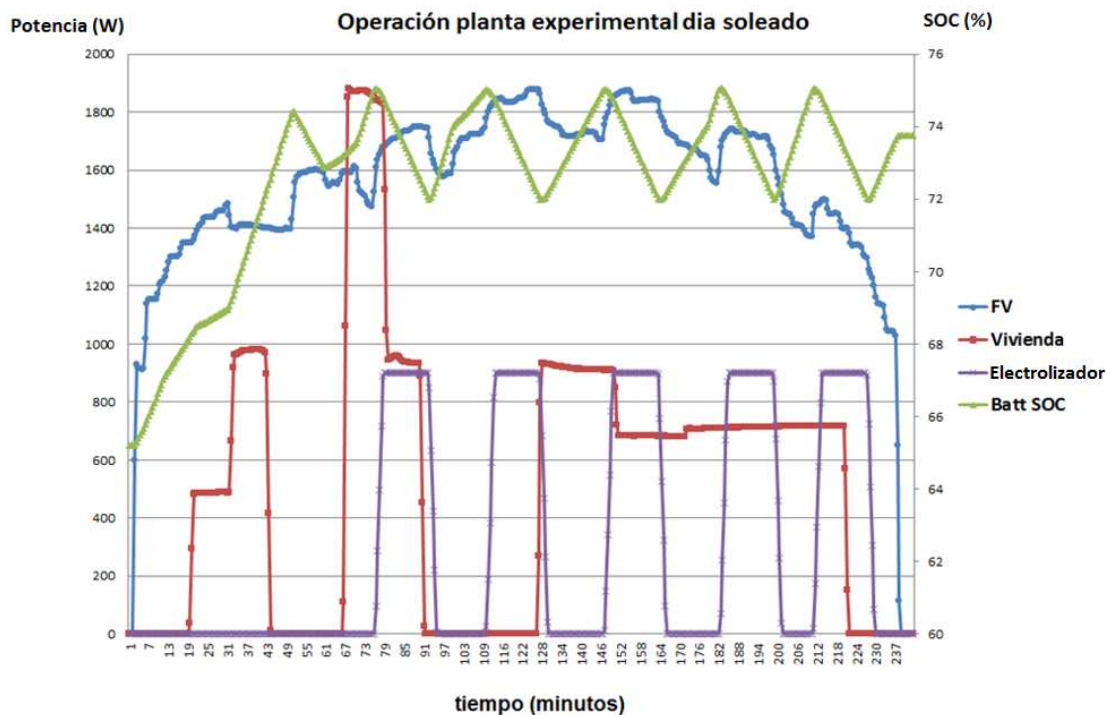


Figura 5.6.1.1.1. Resultados experimentales de operación a escala reducida para perfil de irradiancia soleado

Se observa en los resultados experimentales que el sistema funciona adecuadamente, utilizando el electrolizador para producir hidrógeno cuando el estado de carga de las baterías es muy elevado. De esta manera, se controla el exceso fuerte de energía, mientras que las baterías se encargan de corregir las desviaciones menos importantes entre la producción y la demanda. Debido a que el electrolizador consume más potencia de la sobrante, el estado de carga de las baterías fluctúa con el rizado observado en la Figura 5.6.1.1.1.

5.6.1.2. Resultados experimentales para el MODO PROTEC FC en día nublado

- Funcionamiento de la planta para un día nublado.
 - Modo de operación: PROTEC FC (funcionamiento a potencia constante de la pila de combustible)
 - Perfil nuboso y de demanda escalados a 4 horas

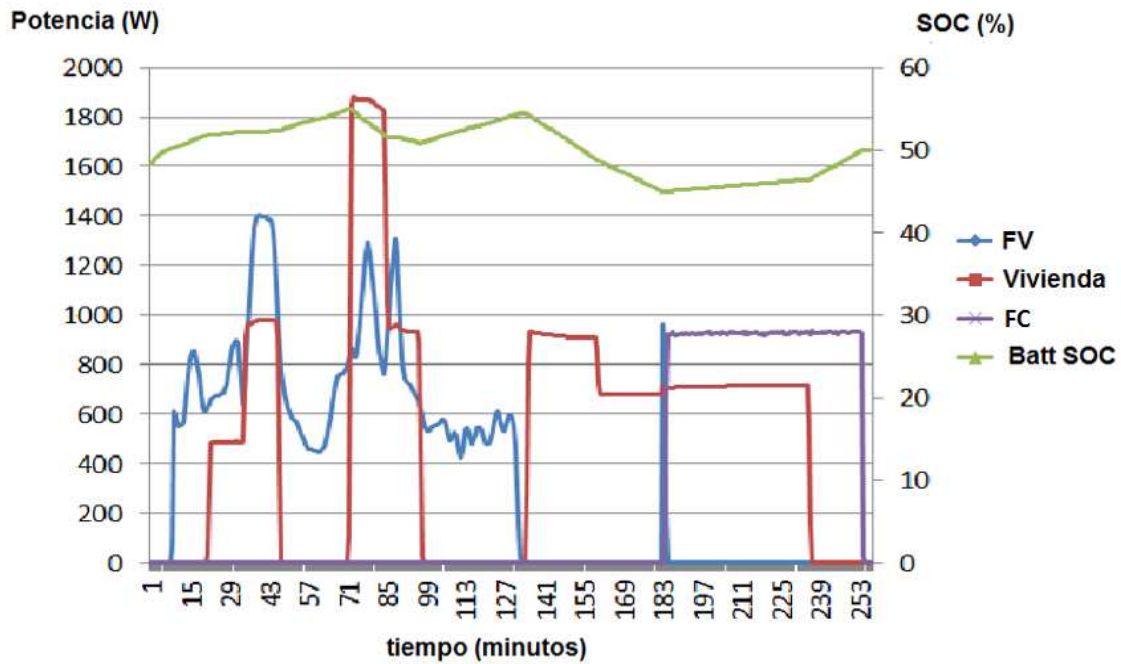


Figura 5.6.1.2.1. Resultados experimentales a escala reducida para perfil de irradiancia nuboso

En estos resultados podemos ver como la irradiancia correspondiente a un día nublado provoca que no se disponga de energía suficiente para abastecer la demanda. Las baterías se comienzan a descargar hasta un nivel de seguridad, donde entra en funcionamiento la pila de combustible. Ésta se activa a máxima potencia, abasteciendo la demanda y recargando las baterías en la medida de lo posible con la potencia sobrante.

5.6.1.3. Resultados experimentales PROTEC EZ para fuente eólica

Condiciones del ensayo

- Modo de operación: PROTEC EZ (funcionamiento a potencia constante del electrolizador).
- Perfil de viento intenso y de demanda escalados a 8 horas

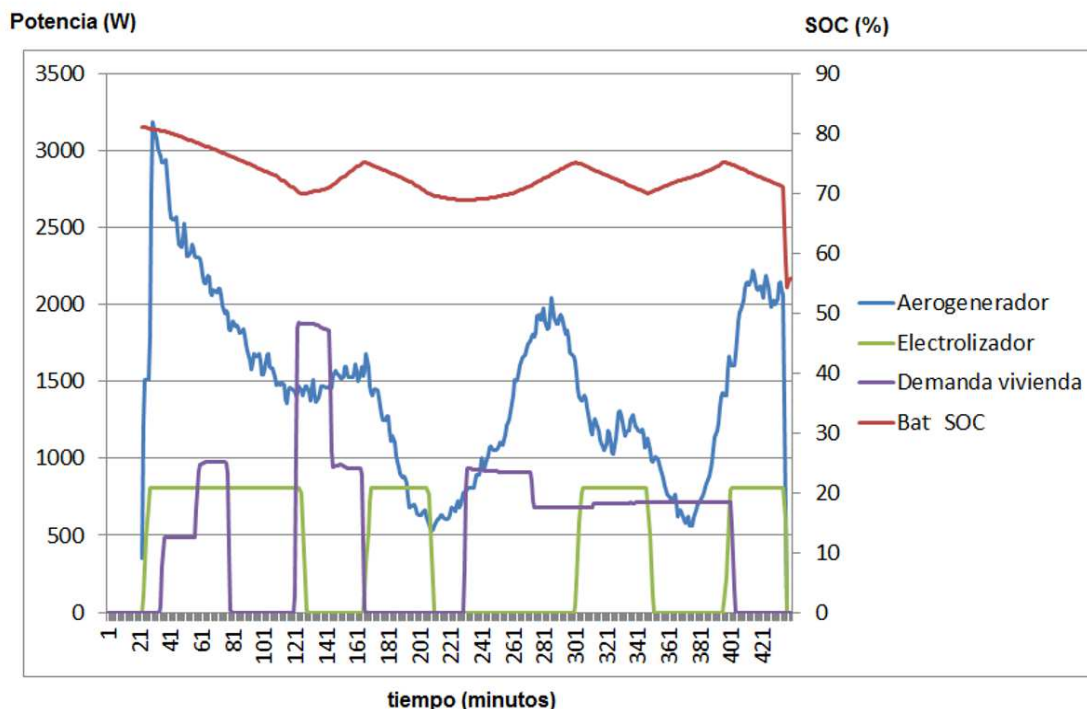


Figura 5.6.1.3.1. Resultados experimentales a escala reducida para perfil de viento.

Se observa cómo durante la noche, la fuente eólica produce gran cantidad de energía, pero al no haber demanda, ésta se tiene que almacenar, primero en las baterías y seguidamente en forma de hidrógeno. El electrolizador se activa hasta 4 veces producto del gran exceso de energía y de la variabilidad del viento. Se comprueba como el modo de funcionamiento diseñado en las simulaciones concuerda con los resultados experimentales obtenidos y el sistema funciona adecuadamente, siendo capaz de gestionar la energía sin hacer un uso demasiado intensivo del electrolizador. Ya que por ejemplo en este caso de potencia eólica, la generación es muy cambiante y operar el electrolizador a potencia variable provocaría una operación demasiado abusiva del mismo.

5.6.2. Evaluación experimental de modos de operación para escala de tiempo completa:

En este apartado se muestran y se discuten los resultados experimentales obtenidos de operar la planta bajo los modos de operación seleccionados en el plan de ensayos. Los ensayos se programaron para una duración de 24 horas. Los datos han sido muestreados cada 41 segundos.

5.6.2.1. RESULTADOS EXPERIMENTALES. MODO MINDIFF – Escenario de día soleado

En este experimento se implementó el primer modo de operación MIN DIFF, que obtenía unos buenos indicadores en el escenario de día soleado. Los resultados experimentales representados en la Figura 5.6.2.1.1 muestran que el sistema de control funciona adecuadamente. El experimento transcurrió sin problemas durante un periodo de 24 horas. Así, en un comienzo, las baterías absorben la potencia neta, seguidamente, el electrolizador es activado cuando las baterías se encuentran cargadas. El electrolizador opera a potencia variable, como se observa en la Figura 5.6.2.1.1. Como la energía sobrante supera la potencia máxima del electrolizador, el exceso se vende a la red. Posteriormente, a medida que la energía procedente del sol empieza a disminuir, la potencia derivada al electrolizador va disminuyendo. Debido a que en este modo de operación el electrolizador funciona con la diferencia de potencia entre lo generado y consumido, cuando la potencia demandada supera a la generada, el electrolizador es desconectado, tal y como se observa en los resultados del experimento.

En la segunda mitad del día, vemos como las baterías se siguen descargando. El control entonces actúa satisfactoriamente y activa la pila de combustible. Según este modo de operación, la pila funciona a potencia variable, suministrando toda la potencia demandada que se reclame en ese momento.

Finalmente, dado que el hidrógeno almacenado se agota, la pila de combustible se desconecta y se hace necesario tomar la energía de la red durante la parte final del ensayo.

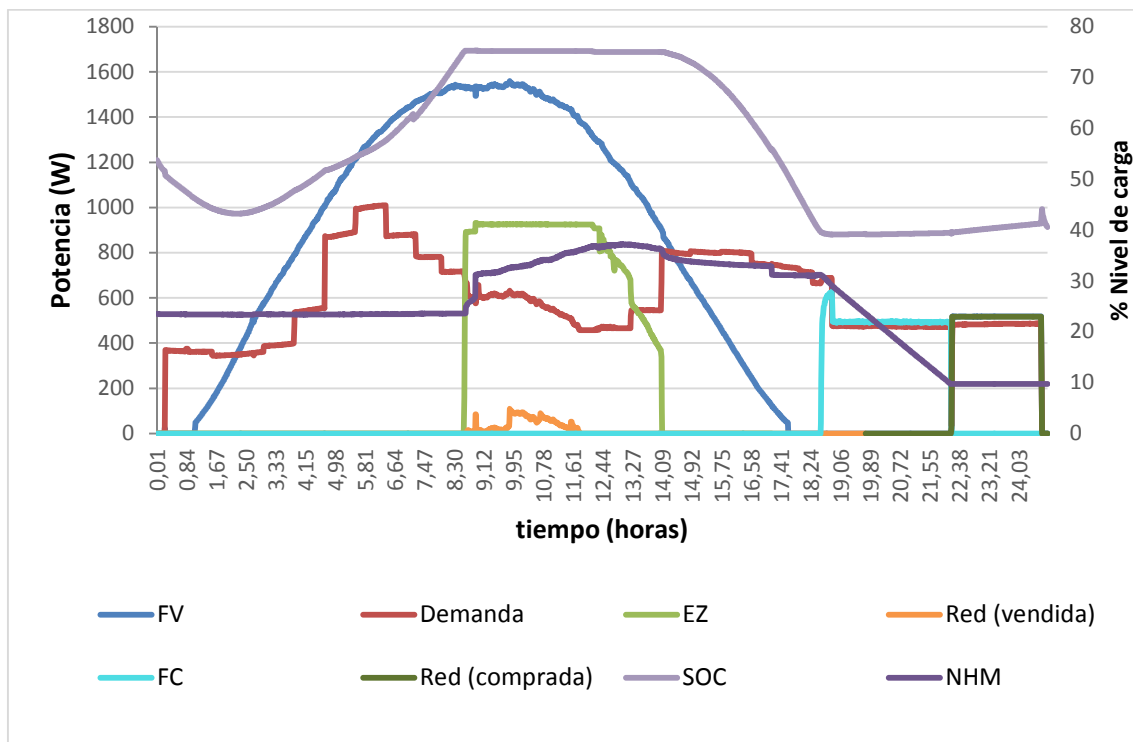


Figura 5.6.2.1.1. Resultados experimentales del MODO MIN DIFF en día soleado

5.6.2.2. RESULTADOS EXPERIMENTALES. MODO MAXEFF – Escenario de día parcialmente nublado

En la Figura 5.6.2.2.1 demuestra como el modo de operación funciona correctamente. Las baterías comienzan en un estado de carga cercano al 60%. Pero debido a que durante este ensayo no se dispone de suficiente energía procedente de la fuente renovable, el estado de carga de las baterías desciende notablemente. Entonces el control implementado en la planta actúa adecuadamente activando la pila de combustible. A partir de este momento, el estado de carga de las baterías parece recuperarse, pero entonces, la irradiancia desaparece, perdiendo toda la energía procedente de los paneles. Como sigue habiendo demanda, se activa la pila de combustible a la potencia prefijada por el modo. Es decir a 300 Watos. Como no es suficiente para abastecer la demanda, el resto de la energía es suministrada por la red eléctrica. Finalmente, la pila acaba apagándose por falta de hidrógeno en el tanque, pero el sistema reacciona bien, suministrando el resto de la energía por medio de la red eléctrica.

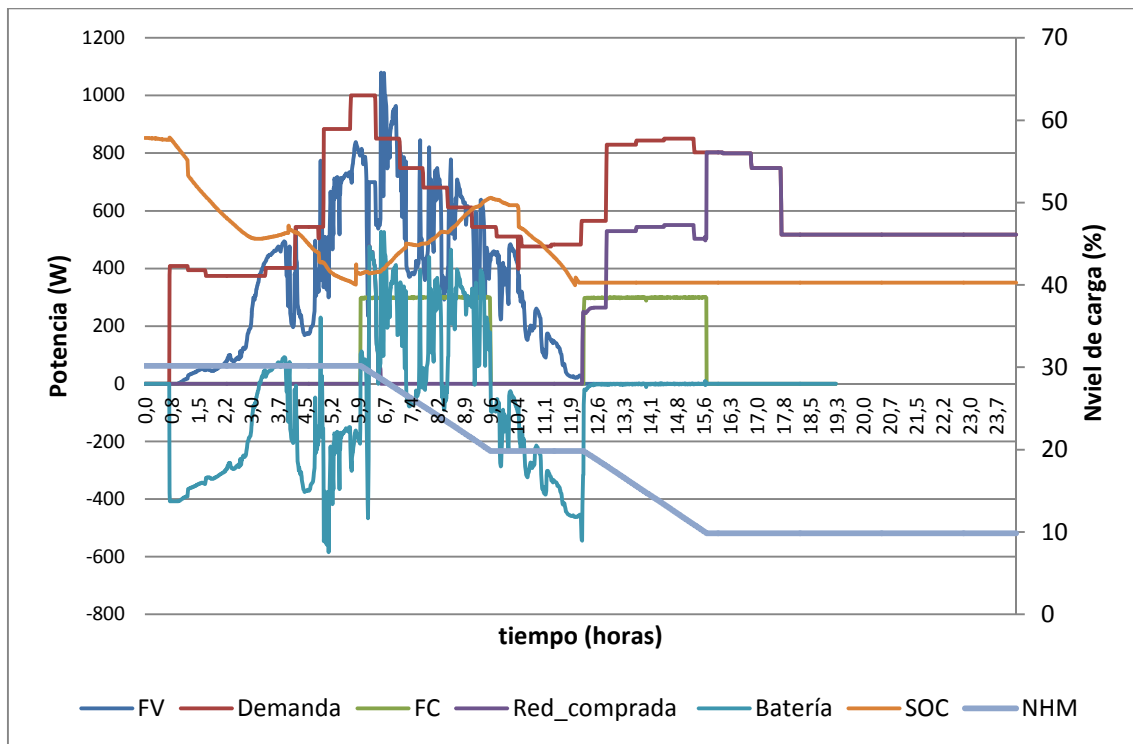


Figura 5.6.2.2.1. Resultados experimentales del MODO MAX EFF en día nublado

Lo interesante de estos resultados por un lado es que el sistema de control del modo de operación funciona en la planta HyLab tal como se había esperado en simulación, lo cual es de por sí un éxito. Por otro lado señalar que la potencia de la pila de combustible fluctúa ligeramente, pero no supone un problema. Las baterías por su lado son capaces de afrontar la variabilidad de la fuente renovable. Probablemente esto cause degradación de las mismas a largo plazo, pero de otro modo, la fluctuación sería absorbida por la pila de combustible, que resultaría en un coste de operación mucho mayor.

En cuanto a los niveles de carga, en la primera parte del ensayo, el SOC de la batería va disminuyendo paulatinamente como consecuencia del déficit de energía en el sistema. Esto ocurre hasta que la pila de combustible se activa. La potencia de la pila es suficiente para abastecer la demanda y recargar las baterías paulatinamente. Llegado el punto en que alcanzan el 50 % de carga, el control actúa satisfactoriamente y desactiva la pila. No obstante, debido a que sigue habiendo mucha más energía demandada que generada, la pila de combustible acaba por activarse de nuevo. Como la potencia producida por la pila en este caso es inferior a la demandada, el control toma de la red eléctrica el resto de la energía para abastecer la demanda. Finalmente, cuando el hidrógeno se agota también, la red suple toda la potencia hasta la finalización del experimento.

Efectivamente, como se puede pensar, la acción de recargar las baterías usando hidrogeno de este modo de operación no es muy interesante desde el punto de vista de la eficiencia energética. Pero como se ha demostrado, la operación de la pila es mucho más segura. Durante la operación no se detectó ninguna alarma de subtensión en la pila o de presión baja de hidrógeno a la entrada ya que no requiere un caudal importante a 300 W de potencia.

Remarcar de nuevo, que la microrred funciona adecuadamente con este sistema de control implementado, cubriendo la demanda en todo momento y protegiendo a los equipos de un uso intensivo mediante la operación a potencia constante (pagando un precio en eficiencia), que es lo más conveniente en este escenario.

5.6.2.3. RESULTADOS EXPERIMENTALES. MODO MAX EFF – Escenario de día de viento moderado

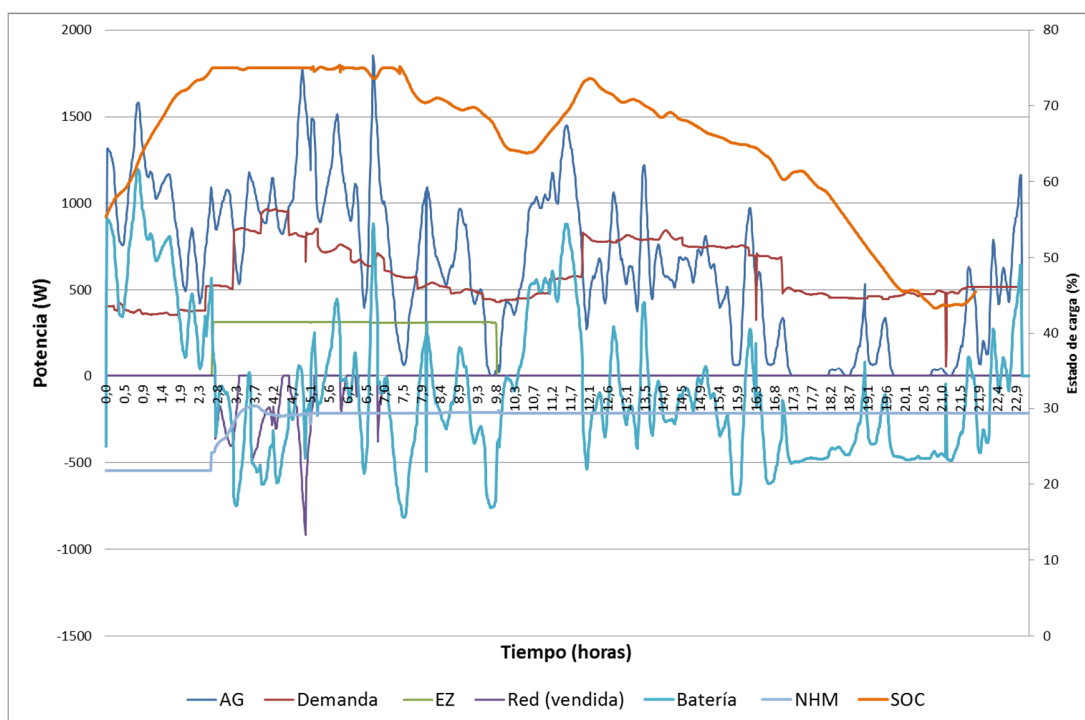


Figura 5.6.2.3.1 Resultados experimentales del MODO MAX EF en día de viento moderado

La fuente electrónica reproduce fielmente la consigna de potencia asignada, en este caso, correspondiente al aerogenerador. La potencia leída en las baterías confirma que pueden absorber las variaciones de potencia con suficiente rapidez no incurriendo en sobrevoltajes que lleven a una situación de alarma y paro de emergencia de la operación. Cuando el estado de carga leído alcanza un nivel del 75% el sistema de control funciona de nuevo correctamente, activando el electrolizador a potencia constante (en este caso). Durante el pequeño tiempo de arranque las baterías se cargan un poco por encima del 75%, pero eso no supone un problema para las mismas, aún lejos del límite de sobrecarga. La consigna de potencia del electrolizador se observa más estable que la de la pila comparada con el experimento anterior. Cuando el estado de carga de las baterías desciende por debajo del 65% el control funciona adecuadamente y desconecta el electrolizador. Durante el resto del experimento las baterías se encargan de absorber la variabilidad de la potencia generada por el aerogenerador. Se observa también, como la consigna de la potencia demandada es seguida con cierta dificultad por la microrred, debida a las fluctuaciones de potencia del aerogenerador. No obstante esto no afecta a los resultados, ya que no varía mucho de la consigna establecida y en cualquier caso el control funciona adecuadamente.

Se observa de la Figura 5.6.2.3.1 que a pesar de la relativa simplicidad del modo de operación, los resultados son muy buenos. Es apreciable como en la primera mitad del ensayo, a pesar de la variabilidad del viento, el exceso de potencia es mayor que en la segunda mitad en término medio. El control no dispone de ninguna herramienta de medición de valores medios de energía generada para activar el electrolizador y sin embargo se activa cuando debe de hacerlo, en la primera parte del ensayo. La medida de que hay un gran exceso de potencia se la da el estado de carga de las baterías en este caso.

Capítulo 6:

Diseño y validación Experimental de un Controlador Predictivo para gestión de potencia de microrredes basadas en hidrógeno

6.1. Introducción al Control Predictivo basado en Modelo (MPC)

El control predictivo basado en modelo o de sus siglas en inglés MPC (Model Predictive Control), es un método avanzado de control de procesos que ha sido usado ampliamente en la industria petroquímica en sus orígenes en los años setenta. De una manera muy simplificada, se puede decir que la principal característica de este controlador es que se basa en un modelo de la planta para predecir las acciones futuras de control.

El MPC engloba un conjunto de técnicas que permiten abarcar gran variedad de problemas, desde aquellos con dinámicas relativamente simples hasta otros muchos más complejos (inestables, grandes retardos, sistemas de fase no mínima,...). Una de las técnicas más destacadas a nivel académico sobre control predictivo es el Control Predictivo Generalizado, propuesto por Clarke en 1987 (Clarke, 1987).

El MPC se enmarca dentro de lo que se denominan “controladores óptimos”. Es decir, aquellos que usan un criterio de optimización para el control del sistema. El optimizador (función de coste) se relaciona con el modelo dinámico de predicción para el cálculo óptimo de las acciones de control dentro de un “horizonte de predicción”.

La posible discrepancia entre el comportamiento predicho por el modelo dinámico y el comportamiento real del sistema son corregidas periódicamente mediante la técnica de “horizonte deslizante”. Esta técnica añade robustez al control mediante la resolución del problema de optimización en cada nuevo periodo de muestreo. De manera que el horizonte de predicción se desliza.

Una de las principales ventajas del MPC es que permite incluir en su formulación las restricciones de operación de cada proceso. Esto lo convierte en una técnica muy atractiva desde el punto de vista práctico. Esto unido a otras ventajas como la fácil ampliación a sistemas multivariables de dinámicas complejas ha hecho del MPC la técnica más popular y con más aplicación dentro de las técnicas avanzadas de control.

Las principales ventajas de las diversas técnicas MPC son:

- Son aplicables a prácticamente cualquier tipo de proceso: lineal, no lineal, de fase no mínima, inestable en bucle abierto, grandes retardos, etc.
- Es posible realizar distintas formulaciones en función del modelo de representación.
- La formulación es fácilmente aplicable a sistemas multivariables.
- Compensación de retardos de manera natural y óptima sin necesidad de utilizar compensadores clásicos de retardo (como el predictor de Smith).
- Las perturbaciones medibles pueden ser compensadas mediante pre-alimentación.
- Las acciones de control se obtienen bajo criterios de optimización.
- Puede aprovechar el conocimiento de la evolución de la referencia en el horizonte de control para el cálculo de las acciones de control.
- Permite la fácil inclusión en el diseño de restricciones de operación en las entradas y salidas del proceso.

En este capítulo se muestra el desarrollo de un controlador predictivo basado en modelo (MPC) para el control de la microrred del laboratorio HyLab considerando restricciones y coste de operación. El MPC empleado corresponde a su formulación básica, en el cual la solución del problema de optimización es implícita (mediante el método QP) y el modelo de la planta es lineal, descrito en el espacio de estados. La formulación detallada del MPC puede encontrarse en (E. F. Camacho, 2004).

6.2. Formulación del Control Predictivo

En esta sección se presenta la formulación básica correspondiente a un control predictivo MPC. Para ello, es necesario introducir algunos conceptos teóricos.

Toda estrategia de MPC se caracteriza por tres elementos fundamentalmente: La estrategia de horizonte deslizante, el modelo de la planta y la función de coste. Se da a continuación una breve descripción de estos elementos.

6.2.1. Estrategia deslizante

La estrategia de horizonte deslizante se basa en que en cada instante de tiempo t , el controlador calcula las salidas futuras haciendo uso de un modelo de la planta para un horizonte de predicción N . Las predicciones de la variable controlada en N instantes de muestreo en adelante con datos hasta el instante t se denotan por:

$$\{\hat{y}(t+1|t), \dots, \hat{y}(t+N|t)\} \quad (6.1)$$

Para las predicciones se hace uso tanto de los valores pasados de las variables manipuladas como de los valores presentes y pasados de las variables controladas del proceso, véase Figura 6.2.1.1. La notación $y(t+k)$ indica el valor de la variable en el instante futuro $t+k$ calculado en el instante presente t .

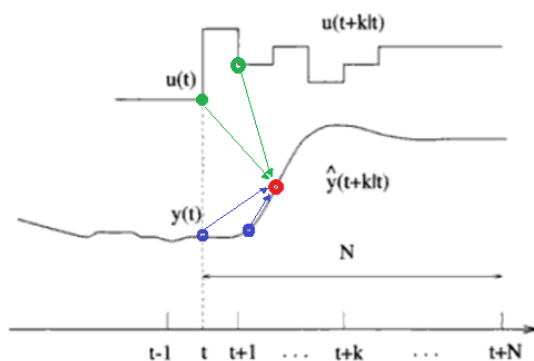


Figura 6.2.1.1. Predicción con horizonte $N=N_2-N_1$

Un punto fundamental de la estrategia de control deslizante es aplicar sólo el primer valor de la secuencia calculada u^* , $u^*(t|t)$, desechando el resto de la secuencia. Esta estrategia a la hora de aplicar la ley de control supone aplicar sólo los valores óptimos en cada instante de muestreo.

Para aplicar esta estrategia se emplea el conocido esquema mostrado en la Figura 6.2.1.2. Funcionando, como se ha comentado: El modelo permite predecir las salidas futuras en función de las entradas pasadas. Las acciones de control son calculadas por el optimizador, que es donde se tiene en cuenta la función de coste y las restricciones del proceso. Como se observa, el modelo se emplea para calcular el error futuro que se cometería, permitiendo actuar con ventaja.

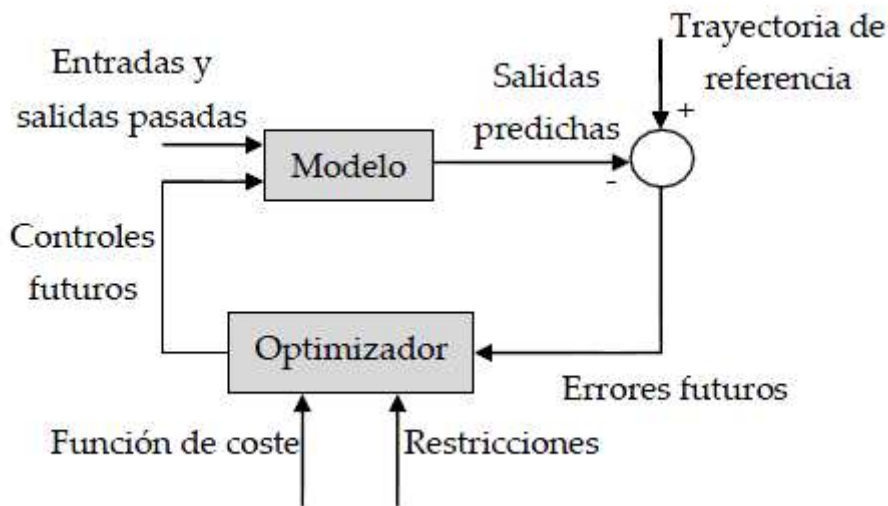


Figura 6.2.1.2. Estructura básica del MPC

6.2.2. Modelo de predicción

Se podría decir que el modelo de la planta es el elemento clave en el MPC. Lo deseable es que el modelo sea lo suficientemente “rico” para describir las dinámicas de la planta pero a su vez no ser demasiado complejo para permitir un cálculo computacional ágil.

Las técnicas más usadas para formular el modelo cumpliendo estas características son:

- Modelo de respuesta impulsional: La planta se somete a impulsos unitarios para identificar la dinámica. La amplitud del impulso es igual al periodo de muestreo. La salida del proceso se puede describir por:

$$y(t) = \sum_{i=1}^{\infty} h_i \cdot u(t-i) \quad (6.2)$$

- Modelo de respuesta ante escalón: Siguiendo la expresión anterior, con la diferencia de que ahora cada h_i corresponde a un escalon unitario.
- Modelo de función de transferencia: Para describir el modelo se emplea una función de transferencia definida en su forma tradicional como la salida dividida por la entrada el dominio de Laplace. $H(s)=Y(s)/U(s)$
- Modelos CARIMA (Controller Auto-Regresive Integrated Moving- Average): utilizado para controlar procesos descritos en tiempo discreto.
- Modelo en el espacio de estados: En esta formulación el modelo queda definido por unas ecuaciones diferenciales de primer orden que relacionan las entradas y salidas con ecuaciones algebraicas descritas en forma matricial.

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A \cdot x(t) + B \cdot u(t) \\ y(t) &= C \cdot x(t) + D \cdot u(t) \end{aligned} \quad (6.3)$$

Esta última formulación es la que se ha utilizado en el presente trabajo dado que presenta como ventaja la fácil implementación del caso multivariable que nos ocupa.

6.2.3. Función de coste o función objetivo

Se denomina función de coste a la función que modela el criterio a optimizar cuando se calcula la acción de control. Las diversas variantes del MPC proponen diferentes funciones de coste para la obtención de dicha ley de control aunque todas comparten un criterio común. Por lo general, el criterio consistirá en seguir una referencia en la salida (dentro del horizonte considerado) a la vez que se penaliza el esfuerzo de control requerido para alcanzarla.

La función de coste utilizada en este Tesis emplea la expresión general de minimización de la suma del cuadrado de los errores predichos y del cuadrado de los incrementos de la señal de control futuros en el horizonte de predicción definido:

$$J = \sum_{k=1}^N \delta(k) \left[\left(\hat{y}(t+k|t) - w(t+k) \right) \right]^2 + \sum_{k=1}^{N_u} \lambda(k) \left[\left(\Delta u(t+k-1|t) \right) \right]^2 \quad (6.4)$$

Donde “ u ” es la secuencia de señales futuras y “ w ” es la secuencia de la trayectoria de referencia. Las funciones de coste varían según la técnica MPC pero en general, el objetivo del controlador es obtener en cada instante de muestreo la secuencia de actuaciones u^* admisibles que minimiza J .

La función de coste es un punto clave en el diseño del MPC como se verá en la sección 6.3.4. Para una mejor comprensión teórica de la misma se describen a continuación los elementos principales que la definen:

- N : Horizonte de predicción.
- N_1 y N_2 : Horizontes de control mínimo y máximo. Definen los límites de los instantes en que se desea que la salida siga a la referencia. Estos valores serán usados como parámetros de diseño.
- N_u : horizonte de control (no tiene por qué coincidir con N_2)
- Trayectoria de referencia: Si la trayectoria de referencia es conocida a priori, el MPC obtiene una ventaja fundamental dado que es capaz de reaccionar antes de que el cambio se haya realizado. Esto ayuda a eliminar los retardos en la respuesta. Señalar que no es el caso de la presente Tesis.

6.2.4. Restricciones

En la mayoría de los procesos reales se pueden encontrar numerosas restricciones de operación. Tanto en los actuadores como en los equipos, las limitaciones físicas y constructivas motivan restricciones de operación que han de ser tenidas en cuenta en el control. El MPC permite considerar dichas restricciones en la propia formulación. Se puede considerar tanto límites en la amplitud como en la variación de esa amplitud (slew rate). Así mismo, es normal que la salida del sistema esté limitada (por ejemplo, la temperatura de una mezcla no puede superar cierto valor).

$$\begin{aligned} u_{\min} &\leq u(t) \leq u_{\max} \\ du_{\min} &\leq u(t) - u(t-1) \leq du_{\max} \\ y_{\min} &\leq y(t) \leq y_{\max} \end{aligned} \quad (6.5)$$

6.3. Diseño del controlador

En esta sección se describe el diseño del controlador y la implementación en Matlab-Simulink para la microrred del laboratorio de hidrógeno HyLab. El sistema, descrito en los capítulos anteriores, es mostrado en la Figura 6.3.1 de manera esquemática.

Como se observa en el esquema de ejemplo, los convertidores asociados al electrolizador y la pila de combustible controlan el flujo de potencia a estos equipos. Las baterías sin embargo, al estar acopladas directamente al bus, la potencia que entra o sale de las mismas no se controla directamente, sino de manera indirecta, resultado del balance de potencia en el resto de elementos del sistema.

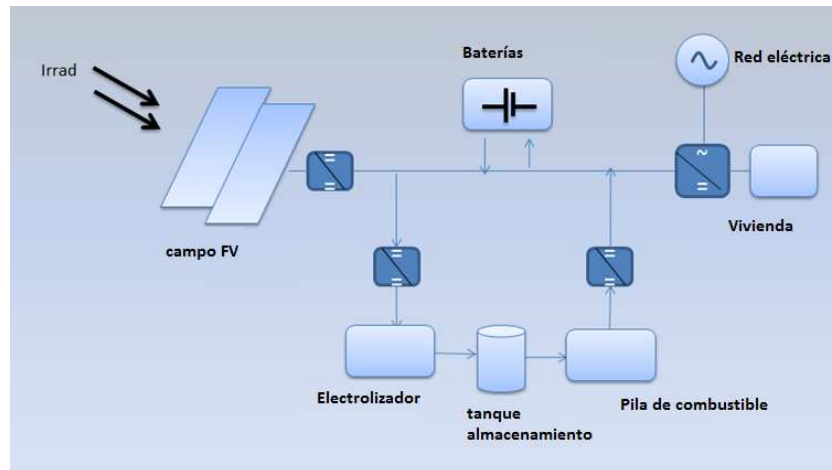


Figura 6.3.1 Esquema de la planta de laboratorio HyLab para el caso de fuente renovable basada en energía fotovoltaica.

Es importante señalar que el objetivo global de este tipo de instalaciones será por lo general satisfacer siempre la demanda de energía del usuario. Por tanto este será el objetivo de control para todo controlador que se pretenda diseñar.

Para tener ubicado donde se localiza nuestro controlador en una microrred recordaremos los distintos posibles niveles de control:

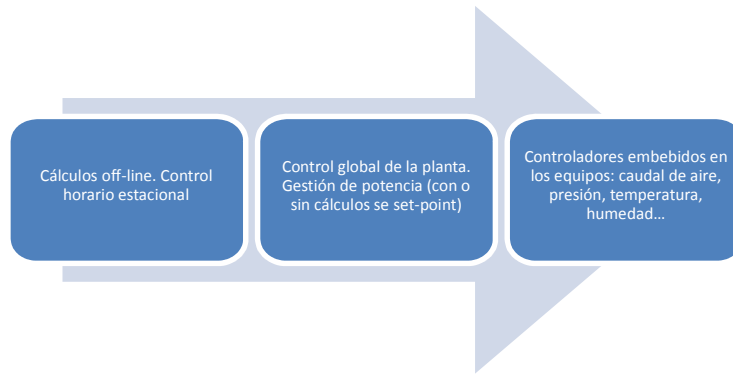


Figura 6.3.2. Esquema de los niveles de control en una MR

Como ya se ha señalado, este trabajo se enmarca en el segundo nivel de control que se muestra en la Figura 6.3.2. En este caso el MPC calcularía on-line los set-points óptimos, los cuales son enviados como señales de control a los equipos.

Dado que en los sistemas de fuentes renovables la potencia generada normalmente será distinta de la potencia demandada, el controlador deberá calcular las señales de referencia para las potencias de las variables manipulables (electrolizador, pila de combustible y red eléctrica) con el objetivo de equilibrar la potencia generada con la demandada.

Adicionalmente, como se ha señalado, el controlador debe operar la planta en las condiciones óptimas. Lo que quiere decir en otras palabras que el MPC calculará las señales de potencia óptimas según la función de coste descrita formalmente en el apartado 6.2.3. Esta función de coste modelará matemáticamente condiciones de eficiencia en el uso de la energía, restricciones de operación y coste de operación de equipos, como se verá en la sección 6.3.4.

Para terminar el diseño de este MPC se han tenido explícitamente en cuenta las siguientes restricciones:

- Proteger al banco de baterías ante descarga profunda y sobrecarga.
- Limitar las variaciones de potencia límites del electrolizador y pila PEM con el fin de proteger estos equipos tan costosos de un uso abusivo.
- Tener en cuenta la eficiencia en el uso de la energía en la planta. Es decir, usar en primer lugar las baterías como primer medio de almacenamiento de energía y emplear la producción de hidrógeno cuando ocurre un desajuste grande entre producción y demanda.
- La operación suave y responsable de todos los equipos es garantizada estableciendo pesos suaves en la función de coste para el seguimiento de las referencias a la salida.

6.3.1. Esquema de control

En esta sección se presenta el esquema de control propuesto en esta Tesis para la gestión de potencia en la microrred. Como se puede observar en la Figura 6.3.1.1, se han asignado al controlador cuatro variables manipulables, la potencia de la pila de combustible (P_{fc}), la potencia del electrolizador (P_{ez}), la potencia importada o exportada de la red eléctrica (P_{grid}) y lo que se ha definido como potencia neta (P_{net}). Esta variable permitirá satisfacer la demanda eléctrica en el sistema. Las salidas del sistema serán el estado de carga de las baterías (SOC) y el nivel del tanque de hidruros metálicos (NHM).

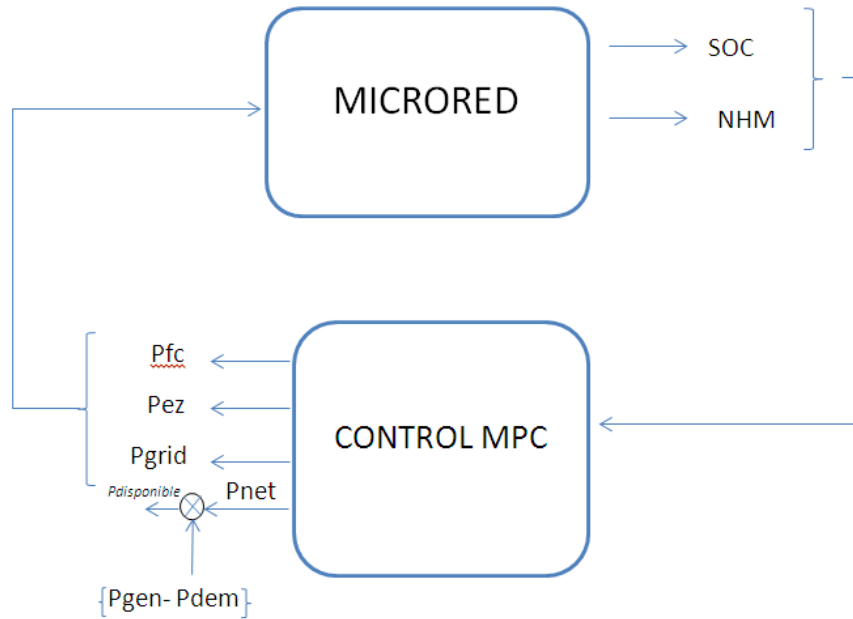


Figura 6.3.1.1 Esquema del controlador predictivo propuesto

Como muestra el esquema de la Figura 6.3.1.1, se ha añadido una perturbación en la variable de control P_{net} . Esta estrategia permite incluir la potencia demandada y generada en el esquema, en la forma de una perturbación. En nuestro diseño, el controlador fuerza a la potencia neta (P_{net}) a cero. Como resultado, la *potencia disponible* en la microrred corresponde precisamente con la diferencia entre la potencia generada y demandada. Luego, mediante el empleo del resto de variables (P_{ez} , P_{fc} , P_{grid}), el controlador buscará equilibrar esta diferencia. Esto es equivalente a satisfacer la demanda. Un diseño alternativo, que estableciera valores diferentes de cero para la P_{net} , implicaría que la demanda no se satisface por completo. Durante la operación, el controlador también intentará seguir las referencias en las salidas del sistema, si fuera necesario.

Para finalizar con el esquema del controlador, en relación al banco de baterías, éste no es directamente controlado. Por tanto, la potencia que entra o sale vendrá dada por la ecuación:

$$P_{bat} = P_{gen} - P_{dem} + P_{fc} - P_{ez} + P_{grid} + P_{net} \quad (6.6)$$

La Figura 6.3.1.2 representa de una manera didáctica el funcionamiento del sistema de control.

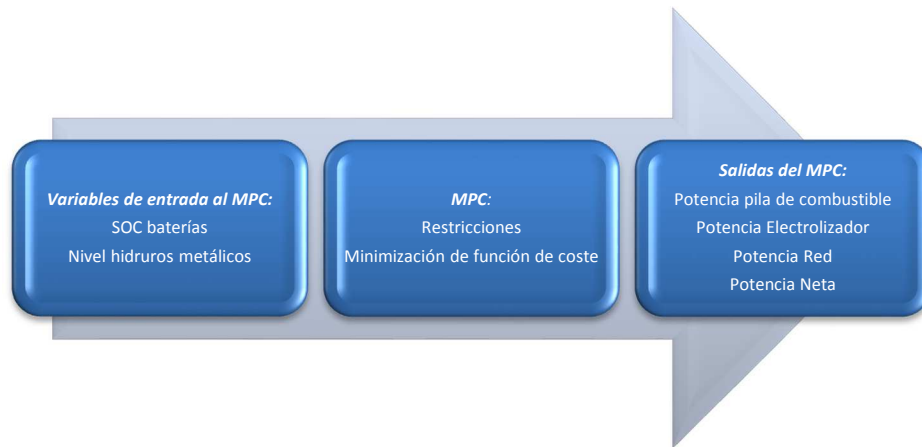


Figura 6.3.1.2 Esquema de cálculo del controlador.

6.3.2. Modelo lineal

El modelo lineal es una parte fundamental en este controlador como se ha señalado. El modelo que emplea el controlador para calcular las salidas futuras es un modelo linealizado del modelo real de la planta presentado en el Capítulo 4. Dada la complejidad del modelo completo, hay que recurrir a una representación simplificada para su linealización, sin que por ello pierda realismo para los propósitos de control.

El modelo simplificado al que se acude es el presentado en la Figura 6.3.2.1.

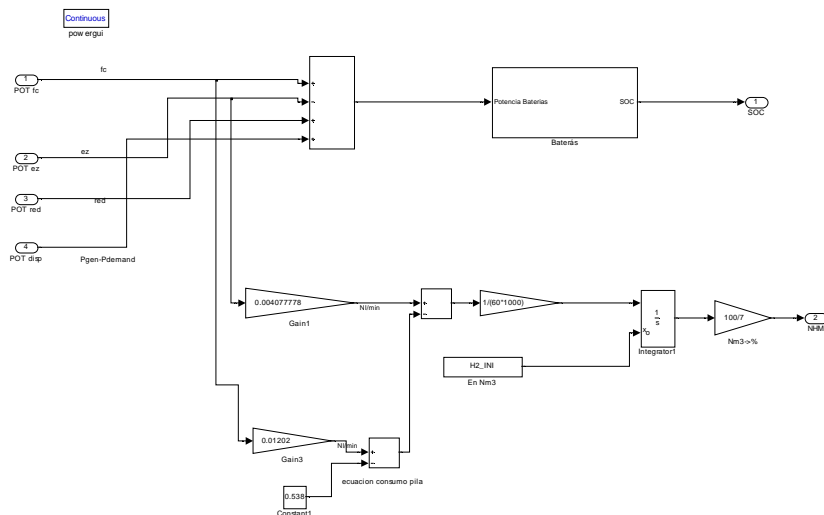


Figura 6.3.2.1. Modelo simplificado para la linealización

Donde el electrolizador y pila se modelan como producción y consumo de hidrógeno variables con la potencia de entrada. Las salidas del sistema (los estados de carga) se modelan usando integradores. El electrolizador y la pila tienen un comportamiento en cuanto a la producción y consumo de hidrógeno que se puede modelar mediante integradores en una aproximación para la zona de trabajo.

Obviamente se están cometiendo errores al asumir el modelo lineal, pero usar un modelo linealizado es obligatorio para el desarrollo de este controlador.

Para realizar la linealización, como primer paso es necesario escoger un punto de trabajo arbitrario para el estado inicial de carga de baterías, hidruros y variables manipulables. En este caso se ha escogido el siguiente punto de trabajo:

$$\begin{aligned} \text{SOC}_{ini} &= 70\% \\ \text{NH}_{Mini} &= 50\% \text{ (3 Nm}^3\text{)} \\ \text{U}_{ini} &= [\text{Pfc, Pez, Pgrid, Pnet}] = [100 \text{ -200 200 2000}] \end{aligned}$$

El modelo lineal presentará una buena aproximación en torno al punto de trabajo señalado. Sin embargo, a medida que nos alejemos de este punto el error será mayor.

Antes de proceder a la obtención del modelo linealizado, se muestran por claridad las variables de estado (x), salidas del sistema (y) y variables de control (u).

$$x(t) = \begin{pmatrix} I^* \\ I_{chr} \\ I_{dis} \\ m_{Hnet} \end{pmatrix} (t); \quad u(t) = \begin{pmatrix} P_{fc} \\ P_{ez} \\ P_{grid} \\ P_{net} \end{pmatrix} (t) \quad (6.7)$$

$$y(t) = \begin{pmatrix} SOC \\ NHM \end{pmatrix} (t)$$

Donde I^* es la dinámica de la corriente de baja frecuencia de las baterías (A), I_{chr} es la corriente de carga de las baterías (A), I_{dis} la corriente de descarga de las baterías y m_{Hnet} es el caudal de hidrógeno (Nl/min) resultante del balance entre el hidrógeno producido y el demandado.

El modelo lineal discreto obtenido, ha sido expresado en el espacio de estados por las siguientes matrices:

$$A = \begin{pmatrix} -0.1000 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0.0868 \end{pmatrix}; \quad C = \begin{pmatrix} 0 & -0.0002 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 14.2857 & 0 \end{pmatrix} \quad (6.8)$$

$$B = \begin{pmatrix} -0.0208 & 0.0208 & -0.0208 & -0.0208 \\ -0.0208 & 0.0208 & -0.0208 & -0.0208 \\ -0.0000 & 0.0000 & 0 & 0 \\ 0.0001 & -0.0001 & 0.0001 & 0.0001 \end{pmatrix}; \quad D = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Las matrices que describen el modelo en el espacio de estados fueron obtenidas por medio de herramientas de linealización estándar.

6.3.3. Restricciones del controlador

En este apartado, se modelan matemáticamente las restricciones operacionales de la microrred HyLab. Las características operacionales de los equipos se encuentran descritas en detalle en el Capítulo 3 de esta Tesis, donde se presenta dicha instalación.

En primer lugar, existen unas restricciones físicas en cuanto a la potencia límite de los equipos instalados. Estas restricciones en potencia se pueden expresar matemáticamente como:

$$P_{ez,min} = 100W \leq P_{ez} \leq 900W = P_{ez,max} \quad (6.9)$$

$$P_{fc,min} = 100W \leq P_{fc} \leq 900W = P_{fc,max} \quad (6.10)$$

$$P_{grid,min} = -2500kW \leq P_{grid} \leq 6kW = P_{grid,max} \quad (6.11)$$

$$P_{net,min} = -2500 W \leq P_{net} \leq 6 kW = P_{net,max} \quad (6.12)$$

Las potencias mínimas y máximas del electrolizador y la pila PEM vienen motivadas por seguridad en la operación de los mismos. En cuanto a la potencia de la red, los límites los establecen la potencia de la carga electrónica (2.5 kW) y de la fuente electrónica (6 kW) respectivamente.

Considerando que tanto el electrolizador como la pila disponen del mismo tipo de tecnología en la membrana de intercambio protónico (tipo PEM) y la experiencia en la operación de HyLab, las restricciones en relación a las variaciones de potencia, que son un factor muy importante en la degradación de las membranas de la pila de combustible y electrolizador. Formularemos ambas restricciones de la siguiente manera:

$$\Delta P_{fc,min} = -20 W/s \leq \Delta P_{fc} \leq 20 W/s = \Delta P_{fc,max} \quad (6.13)$$

$$\Delta P_{ez,min} = -20 W/s \leq \Delta P_{ez} \leq 20 W/s = \Delta P_{ez,max} \quad (6.14)$$

En cuanto a la red y la potencia neta, se considera que tienen capacidad de responder muy rápidamente. Quedando las restricciones como:

$$\Delta P_{grid,min} = -1000 W/s \leq \Delta P_{grid} \leq 1000 W/s = \Delta P_{grid,max} \quad (6.15)$$

$$\Delta P_{net,min} = -2500 W/s \leq \Delta P_{net} \leq 6000 W/s = \Delta P_{net,max} \quad (6.16)$$

$$\Delta P_{net,min} = -2500 W/s \leq \Delta P_{net} \leq 6000 W/s = \Delta P_{net,max} \quad (6.17)$$

Y finalmente, las restricciones en la salida de las variables se pueden imponer como sigue:

$$SOC_{min} = 40 \% \leq SOC \leq 75 \% = SOC_{max} \quad (6.18)$$

$$NHM_{min} = 10 \% \leq MHL \leq 90 \% = NHM_{max} \quad (6.19)$$

Estas restricciones, que han sido establecidas por el fabricante en este caso, se podrían considerar como “restricciones blandas”, es decir, que podría violarse parcialmente. Sin embargo, la experiencia en la experimentación aconseja no sobrepasar nunca estos límites para no acortar

drásticamente la vida de los equipos y por tanto considerar siempre estas restricciones como “restricciones duras”.

$$\Delta SOC_{min} = -4.16^{-3} SOC / s \leq \Delta SOC \leq 4.16^{-3} SOC / s = \Delta SOC_{max} \quad (6.20)$$

La ecuación (6.20) es una restricción impuesta por el fabricante, que normalmente viene dada según la ecuación (6.21) y que se ha transformado para expresarla en las unidades de una de las salidas del sistema (%SOC).

$$I_{bat_{min}} = -55 A \leq I_{bat} \leq 55 A = I_{bat_{max}} \quad (6.21)$$

Las restricciones planteadas quedan resumidas en la Tabla 6.3.3.1:

Tabla 6.3.3.1. Restricciones de operación de la planta HyLab

Parámetro	Fuente	Carga	Electrolizador	Batería	Pila	Hidruro
Potencia (kW)	0-6	0-2.5	0.1-0.9	0-2.5	0.1-0.9	-
Ratio de potencia (W/s)	No limitado	No limitado	20	No limitado	20	-
Estado de carga (%)	-	-	-	40-75	-	10-90
Corriente max (A)	100	1000	80	55	40	-

6.3.4. Función de coste

En esta sección se describe el diseño de la función de coste del controlador. La función de coste es el elemento que condiciona y conduce el comportamiento último del controlador mediante la selección adecuada de los pesos en la ecuación. Se va a presentar a continuación la selección de los pesos basada en los criterios de funcionamiento definidos previamente. Siguiendo los objetivos planteados en el apartado 6.3, la función de coste emplea la siguiente forma:

$$J = \sum_{k=1}^{Nu} \alpha_1 P_{fc(t+k)}^2 + \alpha_2 P_{ez(t+k)}^2 + \alpha_3 P_{grid(t+k)}^2 + \alpha_4 P_{net(t+k)}^2 + \beta_1 \Delta P_{fc(t+k)}^2 + \beta_2 \Delta P_{ez(t+k)}^2 + \beta_3 \Delta P_{grid(t+k)}^2 + \beta_4 \Delta P_{net(t+k)}^2 + \sum_{k=1}^N \gamma_1 (SOC_{(t+k)} - SOC_{ref})^2 + \gamma_2 (MHL_{(t+k)} - MHL_{ref})^2$$

$$(6.22)$$

Donde N representa el horizonte de predicción y el resto de variables ya han sido definidas previamente. En esta función de coste, los primeros cuatro términos ponderan el uso de las variables manipulables y condicionan la operación de la planta en gran medida.

Se ha observado mediante simulaciones, que los valores más apropiados del horizonte de predicción, el horizonte de control y el tiempo de muestreo son $N=2$, $N_u=10$ y $T_s=1$. Aumentar el horizonte de control o el horizonte de predicción no ha producido una mejora en los resultados. Con el tiempo de muestreo seleccionado se ha conseguido identificar adecuadamente la dinámica del sistema durante la linealización y operar la planta con seguridad.

- **Diseño de la función de coste mediante criterios técnicos de operación**

Los parámetros que definen el diseño de la función de coste son los pesos asignados a las variables de control y el error en la salida del sistema.

En este diseño que se presenta, los valores se han escogido teniendo en cuenta criterios técnico-económicos. Recordemos que los criterios que se han establecido explícitamente son: proteger a la pila de combustible y al electrolizador de un uso intensivo, usar las baterías en primer lugar como medio de almacenamiento, usar el hidrógeno sólo cuando se produce un grave desfase entre potencia generada y demandada. Asegurar la operación suave de todos los equipos mediante la asignación de pesos suaves en el error de seguimiento del SOC y del nivel de hidruros metálicos (NHM).

Los pesos de la función de coste elegidos para las variables manipulables han sido:

Tabla 6.3.4.1. Pesos de la función de coste para el diseño del controlador MPC técnico-económico

α_1	α_2	α_3	α_4	β_1	β_2	β_3	β_4	γ_1	γ_2
$5 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-3}$	100	5	3	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$

Como se puede observar, la penalización establecida sobre la variable P_{net} (α_4) conduce al controlador a establecer este valor como cero, lo más rápidamente posible. En otras palabras, el controlador tratará siempre de que la potencia neta en el sistema sea cero, balanceando así la potencia generada con la demandada. Esto implica, que gracias a este diseño, la demanda siempre será satisfecha, ya que es prioritario para la función de coste.

El resto de parámetros de pesos de las variables manipulables se pueden elegir mediante prueba y error, ensayando mediante simulación hasta conseguir el comportamiento deseado. La elección de estos pesos admite cierta flexibilidad, de modo que no es necesario ningún método para el cálculo de los pesos. Simplemente se sigue la regla lógica de asignar más peso a las variables de control de las que se desea que el sistema haga menos uso.

6.4. Variantes de funcionamiento. MPC múltiple

Los pesos de la función de coste propuesta han mostrado un gran funcionamiento. Pero en realidad, el MPC permite ser diseñado en múltiples variantes. Tal es así, que puede ser diseñado por ejemplo para seguir una referencia del nivel de carga fielmente. Asignando los pesos adecuados. En este caso, se asigna un peso más fuerte al error de seguimiento de la referencia.

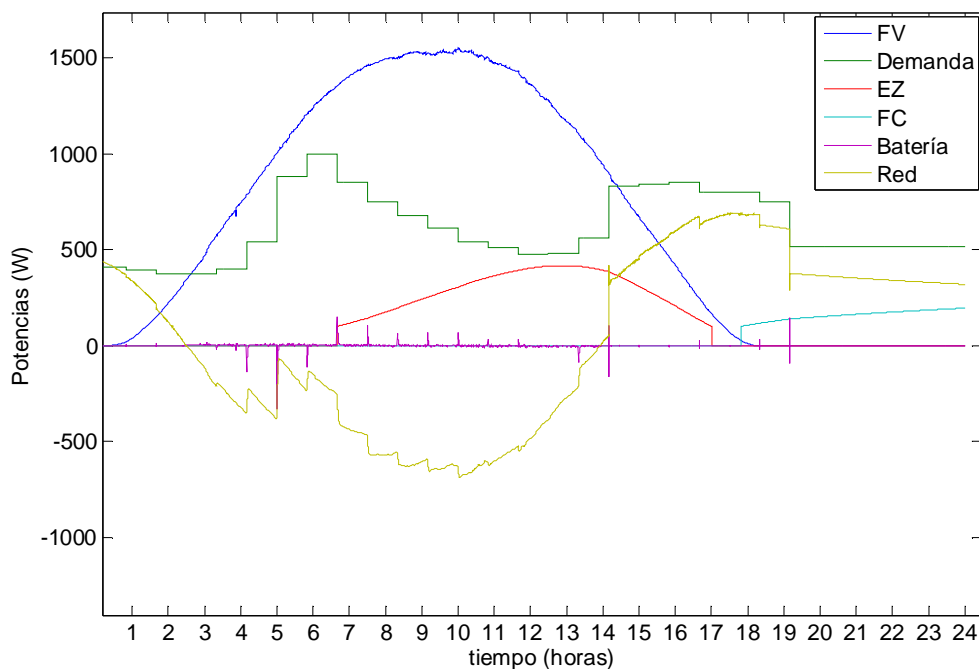


Figura 6.4.1. Potencias en la microrred para el caso de MPC con seguimiento fuerte de referencia del estado de carga.

En la Figura 6.4.1 se muestra los resultados de funcionamiento cuando se fija un peso fuerte para el seguimiento de la referencia del estado de carga de las baterías. El MPC es capaz de seguir con precisión la referencia, utilizando los sistemas de almacenamiento y la red eléctrica para ello. En la Figura 6.4.2 vemos cómo consigue mantener la referencia del SOC al 40% satisfactoriamente.

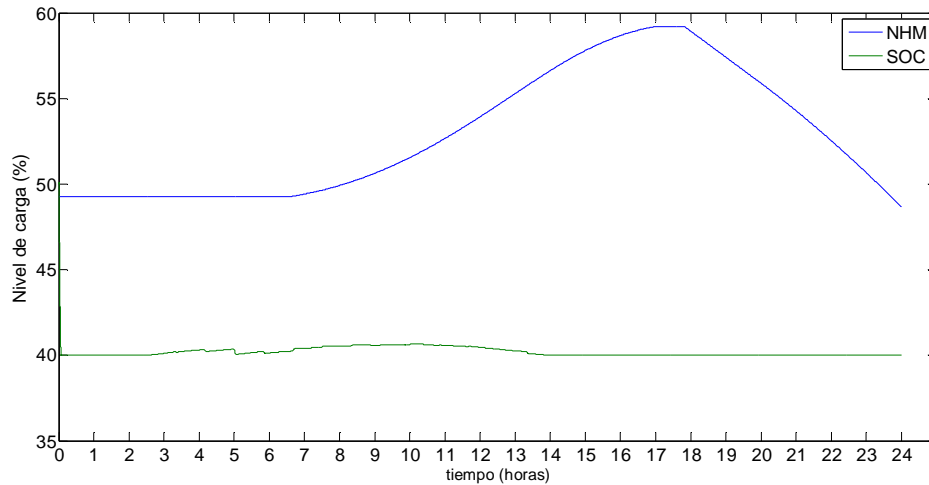


Figura 6.4.2. Niveles de carga en la microrred bajo operación de MPC en seguimiento de referencia de estado de carga de baterías SOC=40%.

Una mejora al sistema propuesto muy sencilla y rápida de implementar consiste en utilizar la herramienta MULTIMPC de Matlab para poder controlar el sistema con diferentes diseños del MPC según el punto de operación. En este caso, se ha diseñado un MPC múltiple para que se adapte al funcionamiento dependiendo de las condiciones meteorológicas.

Se puede comprobar mediante simulación que se pueden ajustar los pesos a unos valores más óptimos para cada condición meteorológica.

Utilizando el bloque de Simulink denominado *Multiple MPC Controllers*, se puede particularizar cada diseño del MPC para diferentes condiciones de operación. De este modo, se ha diseñado según los tres escenarios meteorológicos expuestos anteriormente tres diferentes controladores. Adicionalmente, se ha implementado un sencillo sistema de detección meteorológica que identifica cuando se encuentra el sistema ante viento, nubes o sol, basándose en la energía producida y las variaciones de potencia que se producen.

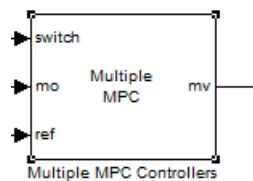


Figura 6.4.3. Bloque para el control MPC múltiple.

Este sistema de control ha sido el que finalmente se ha implementado para su estudio mediante simulaciones y experimentación. Con las siguientes funciones de costes para cada escenario:

Escenario 1. Día de alta irradiancia.

Tabla 6.4.1. Pesos de la función de coste para el diseño del controlador MPC tecno-económico

α_1	α_2	α_3	α_4	β_1	β_2	β_3	β_4	γ_1	γ_2
$5 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-3}$	0.02	100	5	3	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$

Escenario 2. Día de irradiancia variable.

Tabla 6.4.2. Pesos de la función de coste para el diseño del controlador MPC tecno-económico

α_1	α_2	α_3	α_4	β_1	β_2	β_3	β_4	γ_1	γ_2
$5 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-3}$	100	5	3	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$

Escenario 3. Día de viento moderado.

Tabla 6.4.3. Pesos de la función de coste para el diseño del controlador MPC tecno-económico

α_1	α_2	α_3	α_4	β_1	β_2	β_3	β_4	γ_1	γ_2
$5 \cdot 10^{-3}$	$5 \cdot 10^{-3}$	$6 \cdot 10^{-3}$	100	5	3	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-4}$	$1 \cdot 10^{-4}$

6.5. Validación del controlador MPC en HyLab.

6.5.1. Adaptación e implementación del MPC en HyLab

Según se ha descrito en el Capítulo 3, la Micro-Red HyLab está controlada por un PLC Schenider Electric. Para implementar el MPC desarrollado como sistema de control de la planta se ha escogido la siguiente metodología:

- El MPC será calculado desde Matlab en el ordenador de control de la planta HyLab.
- Mediante la librería OPC de Matlab se comunicará dicho programa con el PLC de control de HyLab.
- El PLC ejecutará las órdenes recibidas desde Matlab que contienen las consignas de funcionamiento óptimas.

La elección de esta metodología de implementación viene justificada en primer lugar por la versatilidad y en segundo lugar debido a que la capacidad de cálculo que permite el PLC instalado en el laboratorio queda muy lejos de las necesidades de cálculo computacional de los controladores más avanzados cómo el desarrollado en esta Tesis. De ahí la necesidad de esta “capa de control” por encima del PLC, donde una computadora comercial calcula las órdenes de control que serán transmitidas al PLC y a su vez a los actuadores de la planta.

En la Figura 6.5.1.1 se puede ver la interfaz utilizada para implementar el controlador, desarrollada por el Dpto. de Ing. De Sistemas y Automática en colaboración con el Dpto. de Ing. Energética de la Universidad de Sevilla para HyLab.

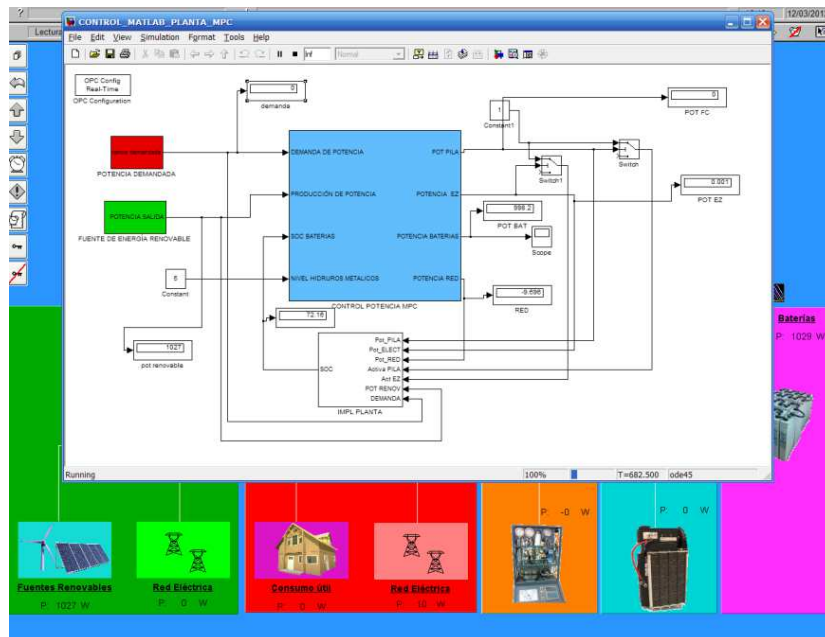


Figura 6.5.1.2. Adaptación de la planta para implementar control predictivo a través de una interfaz de comunicación OPC desarrollada en la plataforma Matlab-Simulink.

6.5.2. Probando el controlador sobre la herramienta de simulación HMS

En este apartado se muestran los resultados de simulación obtenidos tras implementar el controlador diseñado en el apartado 6.2 en la herramienta HMS construida con los modelos presentados en el Capítulo 4. Este es un paso necesario antes de la prueba experimental del controlador, ya que permite detectar posibles errores o un funcionamiento anómalo sin incurrir en un posible daño de la planta.

Para ensayar mediante simulación el controlador MPC se sustituye el bloque de control de la herramienta HMS por el nuevo controlador. La implementación se ha llevado a cabo usando el toolbox de Matlab *Model Predictive Control* desarrollada por A. Bemporad.

En las siguientes gráficas se muestran los resultados de simulación para los mismos escenarios presentados en el Capítulo 5. De este modo se podrá comparar el comportamiento del controlador con los modos de operación presentados en el capítulo anterior.

6.5.2.1. MPC Simulación Escenario de día despejado

Se indican a continuación las condiciones de la simulación:

- **Perfil de generación:** “Día despejado”.
- **Energía producida fuente renovable:** 15.93 kWh
- **Energía demandada vivienda:** 14.77 kWh
- **Tiempo de simulación:** 24 horas.
- **Condiciones iniciales de reservas de energía:** SOC=50%, NHM=50%

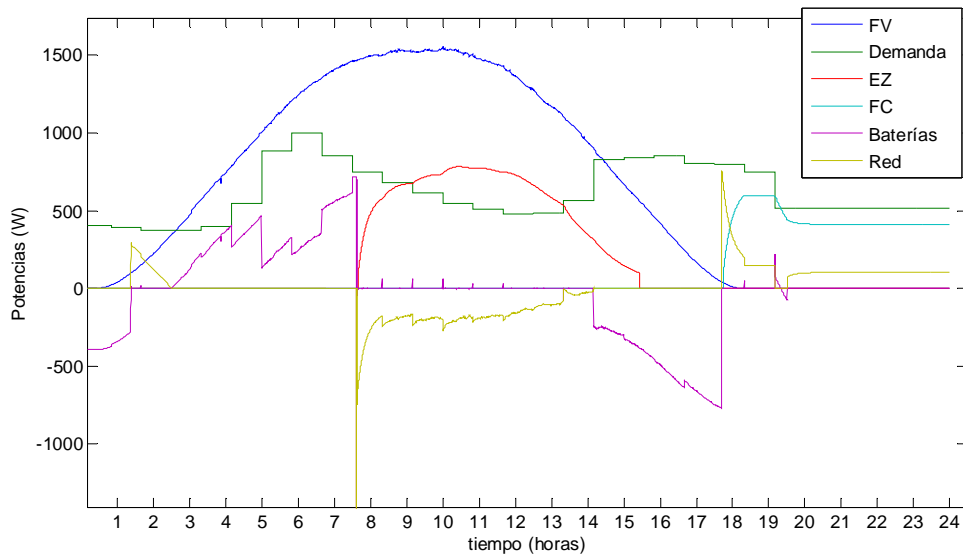


Figura 6.5.2.1.1 Potencias en la microrred para día soleado bajo control MPC

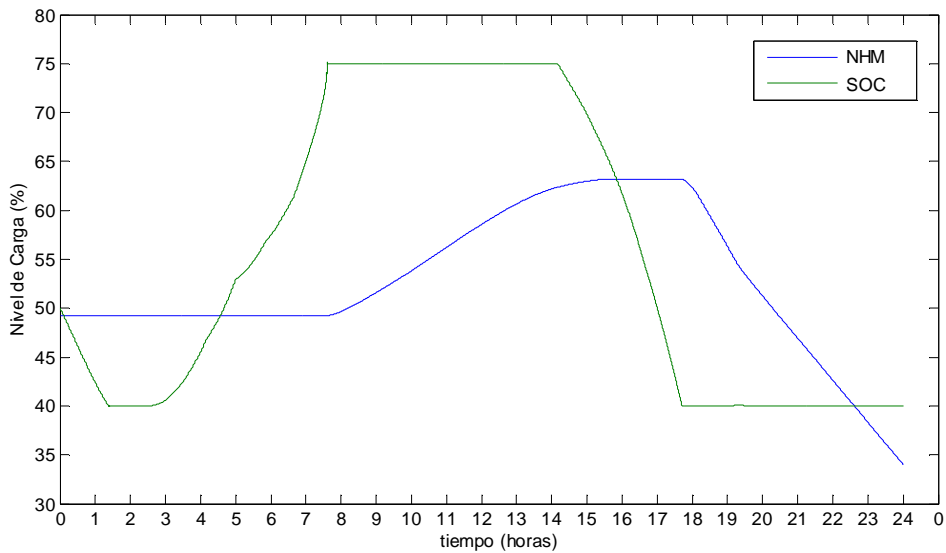


Figura 6.5.2.1.2 Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para día soleado bajo control MPC

Podemos observar en la Figura 6.5.2.1.1 cómo actúa el controlador MPC. En ciertos aspectos se puede decir que actúa como algunos de los modos de operación. Es decir, por ejemplo, emplea las baterías en primer lugar para almacenar la energía sobrante y posteriormente, cuando las baterías han alcanzado el 75% de carga, se activa el electrolizador. Es a partir de este momento donde se puede observar una notable diferencia en la operación de la planta.

La activación del electrolizador se produce de un modo suave para ir aumentando la potencia progresivamente. Así, se observa cómo opera el electrolizador de una manera muy cuidadosa, respetando las restricciones impuestas. Mientras el electrolizador alcanza la potencia nominal, se vende el resto de potencia a la red.

Lo mismo podemos observar que ocurre con la pila de combustible. El controlador va asignando la consigna de potencia suavemente, ayudándose de la red para compensar la potencia que la pila no puede dar hasta que alcanza la potencia nominal.

Se entiende que estos valores de consigna de potencia son los óptimos calculados por el controlador según la función de coste presentada en 6.3.4. Por tanto, estamos operando la planta en el óptimo técnico-económico.

6.5.2.2. MPC Simulación Escenario de día parcialmente nublado

Las condiciones de simulación han sido:

- **Perfil de generación:** “día parcialmente nublado”.
- **Energía producida fuente renovable:** 4.834 kWh
- **Energía demandada vivienda:** 14.77 kWh
- **Tiempo de simulación:** 24 horas.
- **Condiciones iniciales de reservas de energía:** SOC=50%, NHM=50%

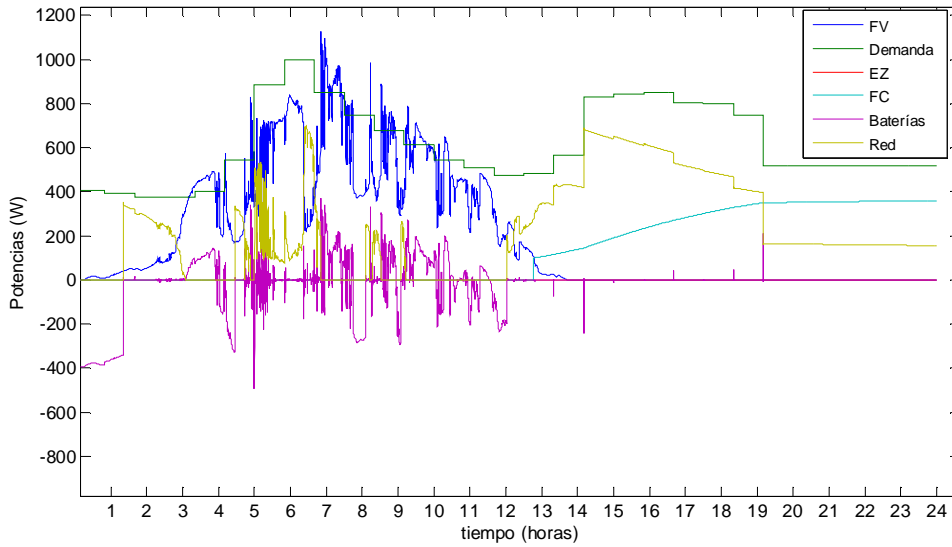


Figura 6.5.2.2.1. Potencias en la microrred en día parcialmente nublado bajo control MPC

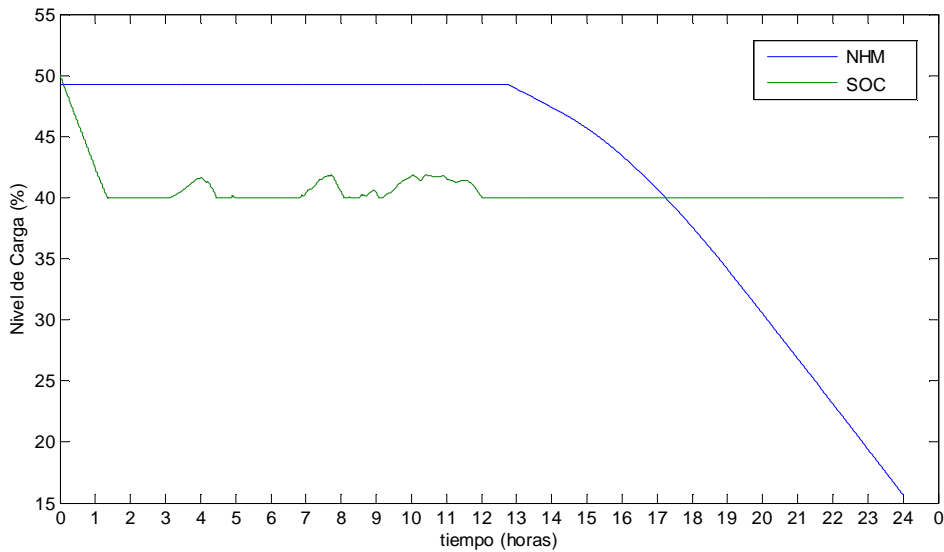


Figura 6.5.2.2.2. Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para día nublado bajo control MPC

En la Figura 6.5.2.2.1 se observa un curioso comportamiento, acorde por otra parte al diseño del MPC. A pesar que durante todo este escenario existe un déficit de energía, provocando que las baterías se descarguen rápidamente nada más comenzar la simulación, el control elige no activar la pila de combustible y usar mientras tanto la red para suplir el déficit de energía. Esto ocurre debido a que es capaz de calcular anticipadamente lo que va a suceder y determina que el coste de la variación de potencia a la que sometería a la pila de combustible es demasiado elevado. No ocurre así al final de la simulación, donde ahora el déficit de energía es más bien constante y el control determina que ahora sí puede usar la pila de combustible ya que las variaciones de

potencia no son muy elevadas y le resultaría más caro usar la electricidad de la red eléctrica mientras disponga de hidrógeno

6.5.2.3. MPC Simulación Escenario de día de viento moderado

Condiciones de simulación:

- **Perfil de generación:** “Día de viento moderado”.
- **Energía producida fuente renovable:** 18.26 kWh
- **Energía demandada vivienda:** 14.77 kWh
- **Tiempo de simulación:** 24 horas.
- **Condiciones iniciales de reservas de energía:** SOC=50%, NHM=50%

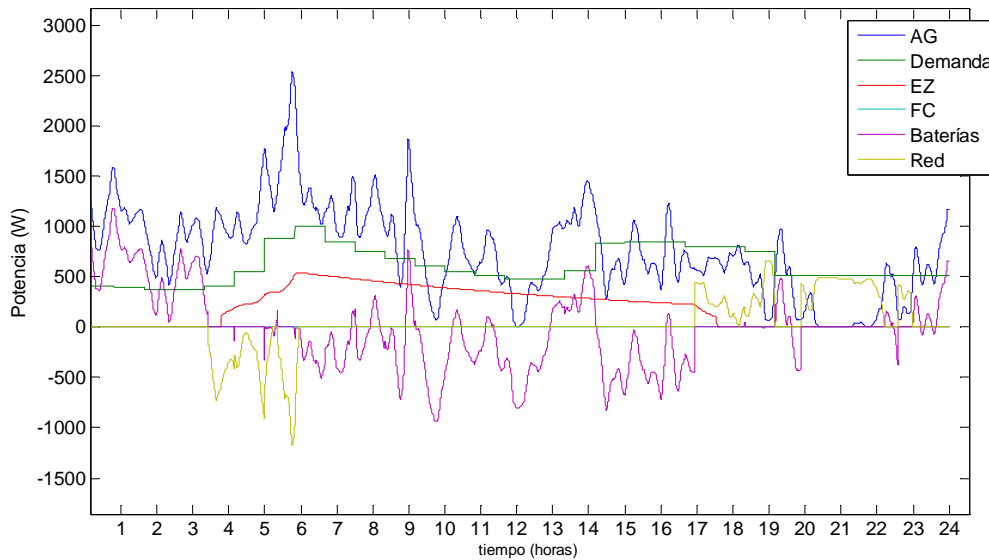


Figura 6.5.2.3.1 Potencias en la microrred para día de viento moderado bajo control MPC

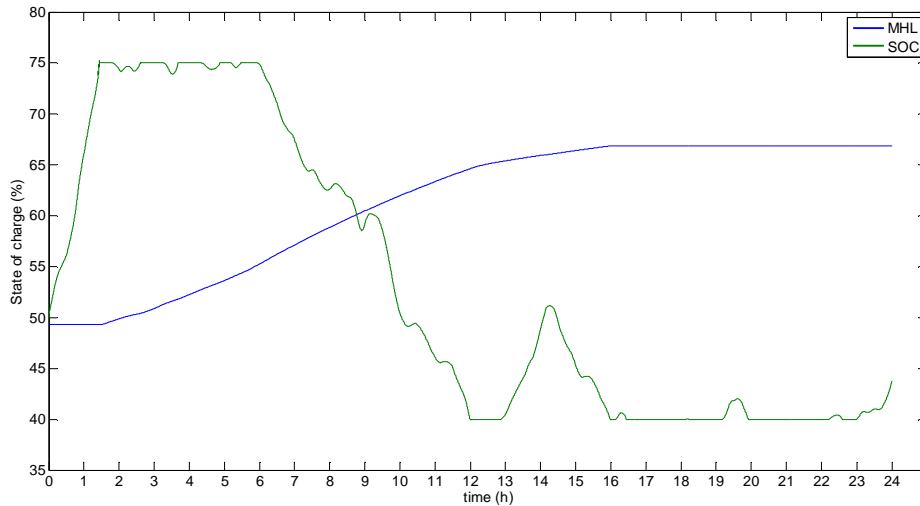


Figura 6.5.2.3.2 Evolución de los niveles de carga en baterías y tanque de hidrógeno para día de viento moderado bajo control MPC

Vemos como este escenario supone una dura prueba para la microrred debido a la fuerte variabilidad de la potencia generada por el viento. No obstante, los resultados obtenidos son muy satisfactorios. El sistema de control activa el electrolizador y va asignando una potencia óptima diferente en cada momento sin someterlo a las fuertes fluctuaciones del viento que son absorbidas por la red.

Durante la última parte de la simulación, donde escasea un poco más el viento, se acaba desactivando el electrolizador. Gracias a que había acumulado suficiente carga en las baterías, no se hace necesario activar la pila de combustible en esta fase final de la simulación.

6.5.3. Conclusiones al funcionamiento en simulación

Se ha comprobado que el comportamiento en simulación es el deseado y plausible en todos los escenarios. Por tanto se puede pasar a la fase de pruebas sobre la planta real.

Hay que señalar que el MPC muestra a priori unos resultados excelentes en simulación. En las siguientes secciones se pretende demostrar que el funcionamiento del controlador en la planta real es igualmente satisfactorio, sin grandes discrepancias con la simulación.

6.5.4. Resultados experimentales del MPC operando la microrred HyLab

El controlador diseñado y probado en simulación se ha llevado a la planta HyLab, para validar su funcionamiento en un sistema real. Los escenarios ensayados han sido los mismos que en los casos anteriores. Las siguientes figuras muestran los resultados de los experimentos llevados a cabo.

6.5.4.1. MPC Experimental Escenario día despejado:

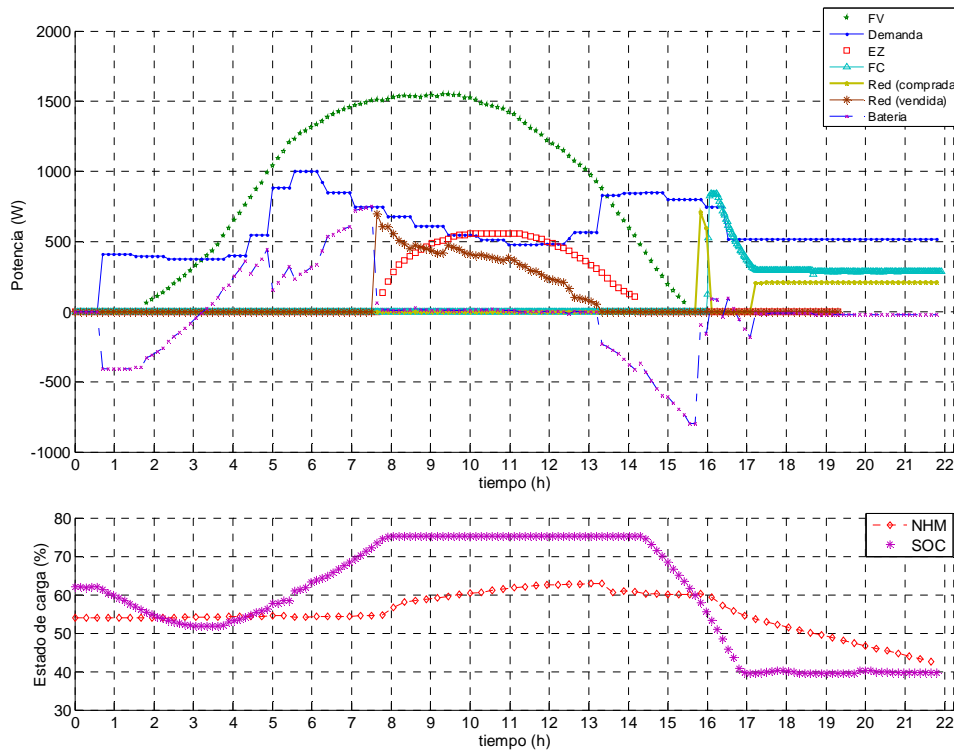


Figura 6.5.4.1.1. Representación de los resultados de operación de la microrred bajo control MPC en escenario de día despejado. FV: Campo Fotovoltaico, Demanda: demanda del hogar, EZ: Electrolizador, FC: pila de combustible, Red: Red Eléctrica, Batería: banco de baterías, NHM: Nivel de Hidruro Metálico, SOC: Estado de carga de las baterías

El experimento se desarrolló durante 24 horas, como en los casos anteriores. Los resultados muestran como el MPC gestiona satisfactoriamente la energía en la planta. El comportamiento observado en términos generales es el mismo que en simulación. Con lo cual, se puede afirmar que la implementación experimental ha tenido éxito.

Describiendo lo que sucede en el experimento, según se observa en la Figura 6.5.4.1.1, podemos seguir la misma descripción que en simulación, ya que actúa de la misma manera. El electrolizador es activado cuando las baterías se han cargado al 75%, la irradiancia sigue siendo muy alta y entonces se necesita almacenar la energía en forma de hidrógeno. El electrolizador incrementa su consumo de forma suave, de manera que en los primeros instantes el grueso del exceso de energía se vende a la red y paulatinamente, la energía exportada va disminuyendo mientras que el electrolizador consume más, según el óptimo calculado.

La potencia de la pila de combustible sigue un patrón parecido al funcionamiento del electrolizador. Cuando las baterías alcanzan el límite inferior se activa. Mientras que va aumentándose la potencia de la pila, la red asume el transitorio de potencia requerida por la

demanda. Finalmente, red y pila se reparten el suministro de la potencia demandada de acuerdo al reparto establecido por la función de coste.

6.5.4.2. MPC Experimental Escenario día parcialmente nublado:

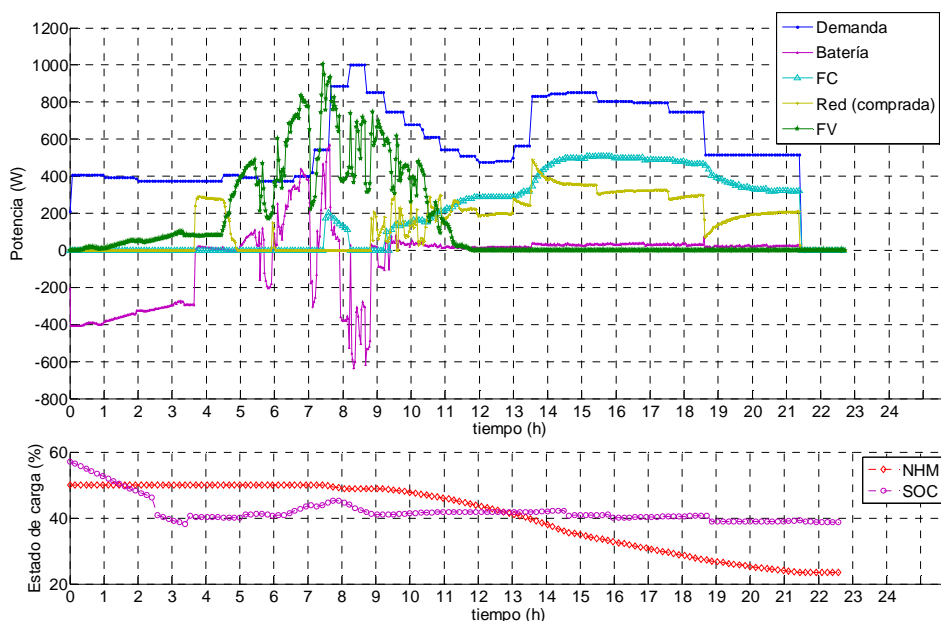


Figura 6.5.4.2.1 Representación de los resultados de operación de la microrred bajo control MPC en escenario de día nublado. FV: Campo Fotovoltaico, Demanda: demanda del hogar, EZ: Electrolizador, FC: pila de combustible, Red: Red Eléctrica, Batería: banco de baterías, NHM: Nivel de Hidruro Metálico, SOC: Estado de carga de las baterías

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

6.5.4.3. MPC Experimental Escenario viento moderado:

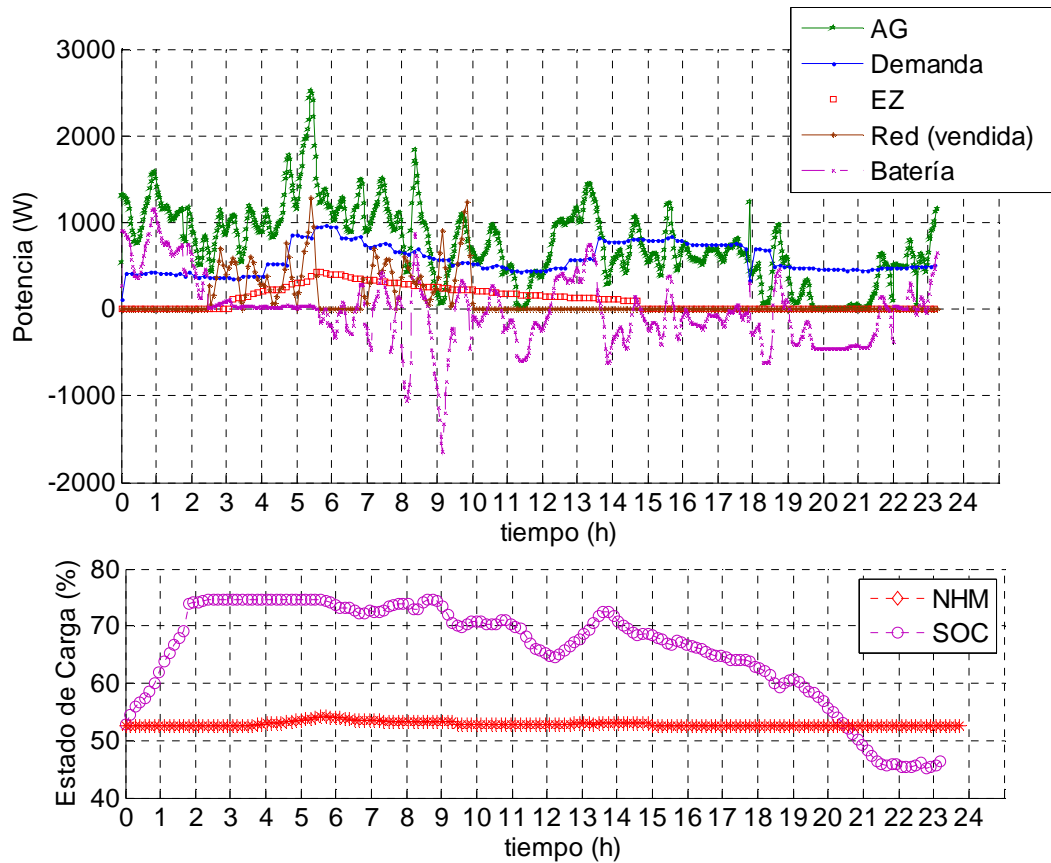


Figura 6.5.4.3.1 Representación de los resultados de operación de la microrred bajo control MPC en escenario de día de viento moderado. AG: Aerogenerador, Demanda: demanda hogar, EZ: Electrolizador, Red: Red Eléctrica, Batería: Banco de baterías, NHM: Nivel de Hidruro Metálico, SOC: estado de carga baterías

La Figura 6.5.4.3.1 demuestra que la implementación y operación del MPC para un día de viento moderado es también exitosa. Las restricciones de estados de carga límite de la batería son de nuevo respetadas. Por otro lado la operación del electrolizador es muy satisfactoria ya que a pesar de la fuerte variabilidad del viento, la variación de potencia asignada al electrolizador respeta las restricciones operacionales impuestas y no lo somete a un uso intensivo, cambiando los set-points de potencia de manera paulatina según el óptimo calculado por la función de coste. En este ensayo, no se hizo necesario activar la pila de combustible por haber energía suficiente en las baterías, que finalizan el experimento con un estado de carga por encima del 45%.

6.6. Comparativa con los sistemas de control heurísticos

Se ha demostrado el funcionamiento en simulación y en experimentación del controlador MPC. A continuación se compararán directamente los indicadores de funcionamiento del controlador MPC con los indicadores de los modos de operación obtenidos en el Capítulo 5.

Tabla 6.6.1 Indicadores funcionamiento para los modos de operación y MPC. Escenario de día despejado

Indicador MODO	%DNS	START-STOP(ez fc)	%ENA	NHM (%)	SOC(%)	Tez,Tfc (h)	rH2	e-ALARM (ez fc)	η_{ez}, η_{fc}	η_p	C O&M (€)
MIN DIFF	0	2 1	0.85	36.5	40	5.02 4.62	0.488	4 1	67.41 50.75	79.20	4.422
MAX H2	0	2 1	0	24.5	40	8.38 7.05	0.429	8 4	68.2 50.19	74.70.	4.707
PROTEC BAT	6.753	2 7	5.099	31.55	40	6.75 7.46	0.481	7 5	68.01 54.14	63.89	8.734
PROTEC FC	0	2 3	0.8	31.08	40	5.021 3.19	0.401	4 4	67.41 48.88	68.28	7.3
PROTEC EZ	0	2 1	0.8	30.81	40	5.23 5.69	0.438	2 4	66.44 48.87	67.51	4.69
MAX EFF	8.6	2 1	16.11	39.47	40	6.78 5.28	0.416	2 2	72.57 53.59	65.44	3.460
MPC	6.62	2 1	7.06	34.05	40	7.78 6.25	0.477	0 0	69.51 51.36	73.44	2.470

Tabla 6.6.2. Indicadores de funcionamiento para modos de operación y MPC. Escenario de día nublado.

Indicador MODO	%DNS	START-STOP(ez fc)	%ENA	NHM (%)	SOC(%)	Tez,Tfc (h)	rH2	e-ALARM (ez fc)	η_{ez}, η_{fc}	η_p	C O&M (€)
MIN DIFF	36.91	0 54	0	10	40	0 9.99	0	0 242	- 53.30	80.39	50.88
MAX H2	36.91	0 54	0	10	40	0 9.05	0	0 242	- 53.30	80.39	50.88
PROTEC BAT	43.5	0 50	17.61	10	40	0.00 8.79	0	0 235	- 54.00	47.92	47.15
PROTEC FC	38.25	0 6	0	10	40	0 4.13	0	0 6	0 48.89	86.18	8.86
PROTEC EZ	36.91	0 54	0	10	40	0 9.99	0	0 242	- 53.30	80.39	50.88
MAX EFF	36.95	0 4	0	10	40	0 12.7	0	0 6	0 53.54	70.18	4.525
MPC	36.22	0 1	0	15.69	40	0 11.23	0	0 0	0 54.37	95.40	2.143

Y finalmente, la tabla de resultados numéricos para el escenario de viento moderado

Tabla 6.6.3 Indicadores de funcionamiento para modos de operación y MPC. Escenario de día de viento moderado

Indicador MODO	%DNS	START-STOP(ez fc)	%ENA	NHM (%)	SOC(%)	Tez,Tfc (h)	rH2	e-ALARM (ez fc)	η_{ez}, η_{fc}	η_p	C O&M (€)
MIN DIFF	0	12 0	1.149	59.61	47.92	6.64 0	Inf	19 -	70.41 -	87.01	16.89
MAX H2	0	14 6	0	51.49	42.15	10.68 3.23	1.145	9 5	70.03 51.82	81.29	28.46
PROTEC BAT	7.851	25 6	11.92	52.29	43.29	7.91 1.45	1.399	27 4	71.43 56.48	64.74	31.59
PROTEC FC	0	12 0	1.009	59.7	47.92	6.65 0	Inf	10 -	70.42 -	78.10	18.83
PROTEC EZ	0	6 4	0	59.41	42.15	4.38 0.51	6.501	7 4	66.05 53.50	73.57	8.621
MAX EFF	0	4 0	5.447	57.87	45.83	8.563 0	Inf	2 -	72.59 -	77.37	2.820
MPC	11.71	2 0	5.657	64.70	42.41	13.83 0	Inf	0 0	73.23	72.97	2.606

Como se puede observar, el MPC resulta una solución intermedia a los modos de operación que utilizan los equipos a potencia variable y los que usan los equipos a potencia constante. En contraste con los modos que operan los equipos a la potencia neta disponible (mayor coste), o los modos que operan los equipos a potencia fija (menor eficiencia), el MPC actúa en un punto intermedio, funcionando a potencia variable (más eficiencia), pero manteniendo un coste bajo de

operación. Es el empleo de una función de coste lo que permite operar la planta de manera tan óptima, de ahí que tenga el menor coste, junto con unos buenos indicadores energéticos.

6.7. Conclusiones del diseño y validación del controlador predictivo en la microrred

En este capítulo se ha mostrado el diseño, simulación y validación experimental de un control predictivo aplicado a una microrred de energía renovable con almacenamiento de energía basado en hidrógeno. Los resultados experimentales demuestran un excelente funcionamiento de la microrred en los diferentes escenarios, combinando una buena eficiencia energética con costes de operación muy reducidos.

Se ha podido observar mediante la comparativa mostrada que: el control predictivo produce unos resultados en la gestión de la microrred muy superiores a las técnicas de control convencional al ir calculando on-line los set-points de manera óptima. Los resultados muestran como este controlador se encuentra en un punto intermedio entre los modos de operación que operan a potencia variable (más eficientes pero con mayor coste) y los modos de operación que operan a potencia constante (poco eficientes pero de menor coste), aportando una solución de compromiso, óptima, y eficaz.

En conclusión, los resultados muestran que satisface en todo momento la demanda de energía eléctrica, haciendo cumplir los objetivos y restricciones de operación, con la gran ventaja de que gestiona la potencia que absorben o ceden los diferentes equipos en una “operación suave”. Esto conlleva un incremento muy grande en la vida de los equipos y según se ha demostrado, redundando en un mayor beneficio económico en la operación de la planta

Chapter 7:

Modelling, validation and simulation of an operational wind-hydrogen system: The Hydrogen Office demonstration plant in Scotland (U.K.)

7.1. Abstract of the chapter

The methodology for modelling and validation a lab-scale Hydrogen microgrid developed in Chapter 4 is used in this chapter in order to simulate a real-scale system. The system chosen is the “Hydrogen Office” (HO), Scotland (U.K).

The Hydrogen Office project is a Hybrid Wind-Hydrogen Energy System (HWHES) demonstration and development facility located in Methil, Fife (Scotland). The system components include: a 750kW wind turbine, an alkaline electrolyser, 11kg H₂ storage tank and a PEM fuel cell connected to an AC micro-grid that supplies some of the buildings’ electrical requirements. The overall HWHES model has been developed from different sub-system models. Each sub-system model has been individually validated using experimental data gathered during the operation of the HO demonstration plant. The validation results show a very good fit to the ‘real world’ data gathered onsite.

The goal of this chapter is: to demonstrate that the methodology for modelling and validation presented in Chapter 4 for a laboratory environment is valid to model the behaviour of a real-scale plant. Thus, the conclusions of this Thesis regarding the energy management can be extrapolated easily to a real plant. This work also outlines the issues related with modelling HWHES using plant operational data. Tests performed ad hoc in lab environment were not available. The system is already installed and consequently ‘closed’ for testing individual equipment. Thus directly obtaining each operational curve was not possible.

This chapter is divided into 5 sections: Section 7.2 is the Introduction where previous work modelling real-scale plants are reviewed. Section 7.3 presents the Hydrogen Office project and system components while Section 7.4 describes the modelling and validation of each device. The tailored-models are experimentally validated using recorded data from the HO plant operation. Simulations of the complete system under the present HO control system are shown in Section 7.5. Finally, section 7.6 summarizes the main conclusions of this chapter.

7.2. Introduction

Modelling a HWHES is a major task due to the multidisciplinary and high complex non-linear equations necessary to mathematically describe such facilities. Several approaches have been presented to the date in literature partially achieving this purpose. A stand-alone system model has been developed by Pedrazzi (Simone Pedrazzi, 2012) to simulate the system behavior over an annual time frame for residential use. Khan et al. (M.J. Khan, 2009) focused their study on a small HWHES, in which the simulations presented (using dynamic models) represent the plant behaviour in the time frame of milliseconds and seconds; the dynamic interaction between components is also considered. Onar (O.C. Onar, 2006) presented the power electronic models within the renewable hybrid system in the time frame of seconds. Charging and discharging dynamics of high pressure hydrogen storage in a HWHES has been covered in (Mandhapati Raju, 15 July 2012). This study performed simulations for a residential HWHES. Tao Zhou (Tao Zhou, 2009) presented modelling of hydrogen production in a control oriented model. A renewable energy laboratory from The Hydrogen Research Institute (Trois-Rivières, Canada) has been modelled in (S. Kélouwani, 2 February 2005), in which empirical relationships has been employed for modelling each component and Lab characterization of all equipment was necessary to obtain model parameters. A hybrid multi-source energy system has been modelled in (O.C. Onar, 2008) to analyse the system behaviour in designing tasks. The control strategy has been tested in the models before experimental implementation.

A baseline of these works aforementioned is the missing of thermal dynamic effects, in spite of the fuel cell and electrolyser transient operation is better described by dynamic modelling. Specifically, the equipment operation temperature and thermodynamics effects influence the performance strongly (Fco. Javier Pino, 2011). Nevertheless in simulating the whole plant some assumptions should be taken in a trade-off between complexity and accuracy. The motivation relies on such a system requires a high computational burden.

Model experimental validation is another common weak point in the state of the art. Papers presenting modelling and validation of the whole system are not present. Only validation of individual equipment can be found like: validating the Phoebus solar plant's electrolyser Ulleberg (Oystein, 2003), or validating the electrolyser model by means of experimental data from Res2h2 project F.J. Pino (Fco. Javier Pino, 2011) and the work of D. Hogg in (Hogg, 2011).

Additionally, papers often lack guidelines to address modelling and simulation of a real-scale power system outside the lab environment for different reasons. Among these reasons, the reality is that after a decade of demonstration projects, very few projects have published consistent operational data (L. Valverde, 2013). More extensive monitoring of systems is required for modelling and validation tasks as IEA stated in (Ø. Ulleberg, 2007). The lack of experimental data can be attributed either to confidential matter and system unreliability.

The literature has then revealed that the modelling of a complete HWHES has not been handled in detail for the reasons exposed above. It worth saying that proper validation of data, detailed modeling and system analysis are a tedious process. The multidisciplinary and high complex non-linear equations involved have led to the assumption of some simplifications regarding the

dynamic behaviour of the plant. Regarding the model parameters, most of them are unknown. Usually they can be found out by means of specific experimental tests in lab-scale facilities, however in operational real systems like the HO it is not possible to perform specific tests. Model validation has not been presented in literature for a real world demonstration system like the HO. The approach presented within this chapter attempts to address these issues. A comprehensive HWHES mathematical model that considers the dynamic, multi-physical and non-linearity has been built extrapolating the same methodology exposed in Chapter 4.

7.3. Overview of the Hydrogen Office system

A number of HWHES demonstration projects have been developed in recent years. A complete list, including technical evaluation of their operation can be found in (N.Lymeropoulos, 2008) (L. Valverde, 2013) and Chapter 2 of this thesis. AC coupled systems like the Hydrogen Office is the new trend as opposed to those installed earlier using a DC bus bar. This project demonstrates the possibility of storing wind energy in the form of hydrogen to absorb its intermittency. The HO has been chosen here as a case study for the modelling due to being one of the most recent demonstration projects and for been given the permission to access their facilities.

The Hydrogen Office (Figure 7.3.1) is a building powered by a zero-emission hybrid Wind hydrogen energy system, in which the renewable energy (wind energy) is directly used when available while the surplus is stored in the form of hydrogen to be used in a fuel cell to meet a proportion of the buildings' needs for periods when wind is unable to meet demand. The location of the Hydrogen Office within Scotland is shown in Figure 7.3.2.



Figure 7.3.1 The Hydrogen Office, Scotland (U.K)

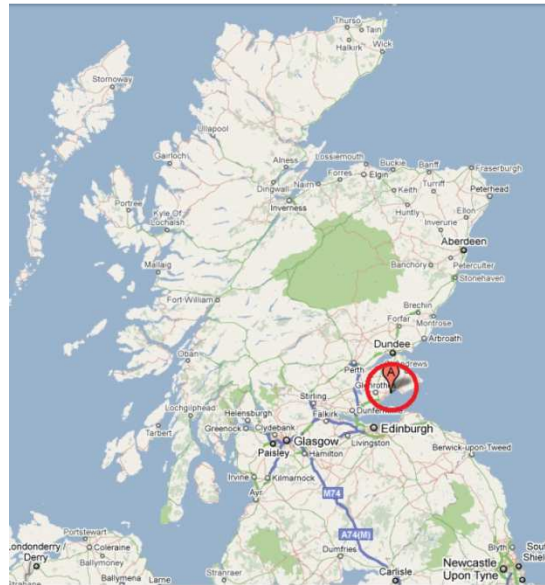


Figure 7.3.2 The location of the Hydrogen Office in Scotland circled in red. It is located on the Fife coast between Edinburgh and Dundee within Scotland’s central belt. Map from Google Maps

The HO system includes a wind turbine, an electrolyser, a hydrogen storage tank and a fuel cell (specifications given in Table 7.3.1). The system also contains a ground source heat pump. A simple diagram of how the system is set up is shown in Figure 7.3.4.

During normal operation the wind turbine provides enough electricity to meet the whole building demand. A simple control system detects the excess in wind energy and the space in the hydrogen storage tank in order to determine when to switch on the electrolyser, while the remaining in wind excess generation is exported to the grid. At times of little or no wind, the stored hydrogen is fed into the fuel cell to provide electricity for the office ground floor.

System component	Rated capacity	Manufacturer
Wind Turbine	750 kW	Global Wind Power
Alkaline Electrolyser	30 kW	Erre Due
Storage	11 kg @ 12 bar	-
PEM Fuel Cell	2X5 kW	Altergy
Building demand	30 kW _{Peak}	-

Table 7.3.1. HO system components

The system has autonomy of around 2 weeks. It is very unlikely that the office will ever rely solely on grid electricity, as the probability of having 2 weeks with little or no wind is minimal at this coastal location as can be seen in Figure 7.3.3:

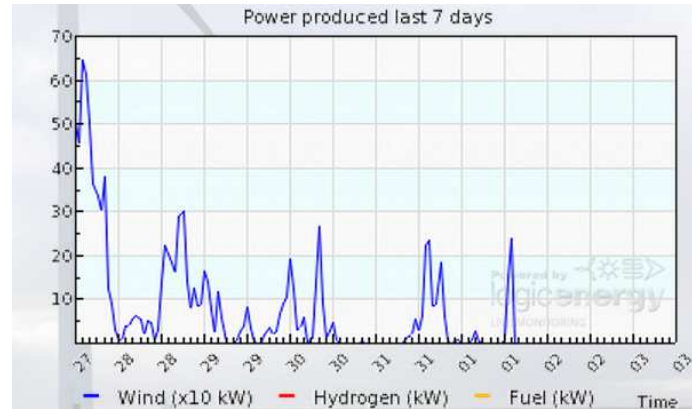


Figure 7.3.3 Power produced for a week in the Hydrogen Office showing the stochastic behavior of the wind in the location. Data source: HO data acquisition system¹⁵

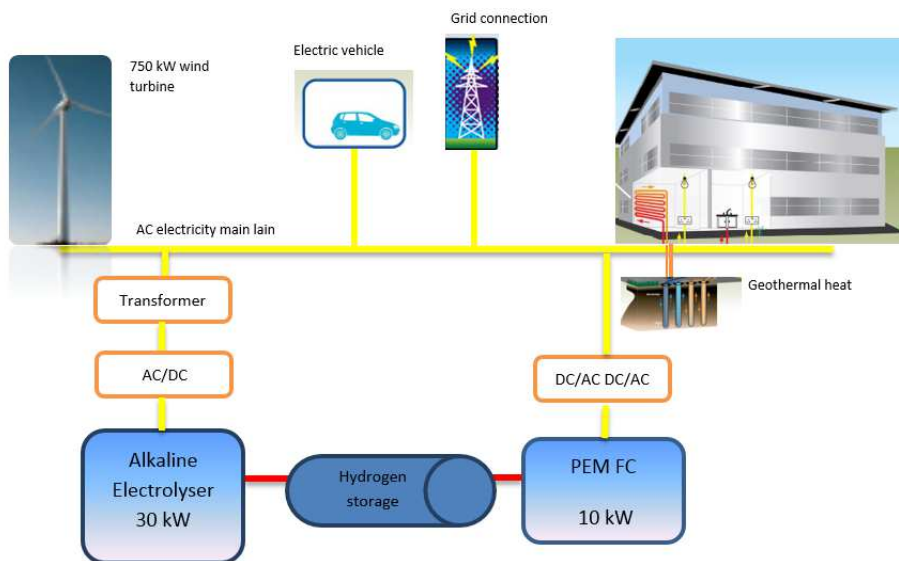


Figure 7.3.4 The H2 Office System comprising wind turbine, alkaline electrolyser, pressurized tank, fuel cell and electric vehicle

¹⁵ <http://user.logicenergy.com/hydrogen-office/display.php>

7.3.1. Wind turbine

The GWP47-750kW wind turbine used in the HO is shown in Figura 7.3.1.2. It is an ASR (Active Stall Regulation) wind turbine with rotor diameter of 47 m, manufactured by Global wind Power and designed by Norwin. The turbine uses LM 21.0P blades from LM Glasfiber. The blades can be turned to obtain optimal operational settings at both low and high wind speeds. ASR wind turbines utilise the best characteristics of both stall and pitch regulated wind turbines, it has the same regulation potential as a pitch regulated turbine; but by using the stall properties of the blades, the large load and power fluctuations that are typical for a pitch regulated machine are avoided.

The turbine produces on average more than of 3,300KWh of electricity per day, equivalent to half the annual consumption of a typical four bedroom home. The power curve provided by the manufacturer is shown in Figure 7.3.1.1.



Figure 7.3.1.2 The GWP47-750kW Wind turbine

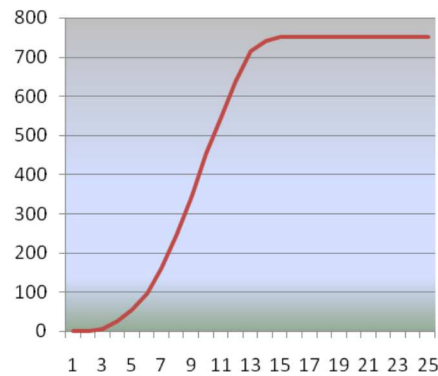


Figure 7.3.1.1 GWP47-750 kW power curve

7.3.2. Alkaline electrolyser

The HO electrolyser has a maximum power input of 30 kW, with a nominal hydrogen production of 5.33 Nm³/h and an oxygen production of 2.6 Nm³/h. The outlet hydrogen delivering pressure is 12 barg, reaching a purity of 99.3-99.8 %. A Deoxo purification system is located downstream in order to reach a purity of 99.995%. The electrolyser comprises two 15kW stacks each composed of 90 cells connected in series. Its average performance efficiency is around 50 %. A de-ionized water unit is placed before the electrolyser to achieve water conductivity of 5 μS. The electrolyser is switched on only when the turbine is producing greater than 80 kW. This means the electrolyser does not need to follow the electricity production of the turbine at low power levels. This results in less stress being placed on the electrolyser unit, and hopefully a longer lifetime.

The electrolyser specifications are presented in the Table 7.3.2.1

Alkaline electrolyser	Rated value
Power	2 x 15 kW
Operation range	20-100%
Voltage operation range	240-420 V
Current operation range	25-71 A
Pressure	12 barg
H ₂ production	5.33 Nm ³ h ⁻¹ (kg h ⁻¹)
Electrolyte	KOH 30%
Operation Temperature	80 °C
Cells	2 x 90
Electrode cell area	0.06 m ²

Table 7.3.2.1 ERRE DUE 30 kW Alkaline Electrolyser technical information

7.3.3. Hydrogen gas storage vessel

In the HO (out of the building), the hydrogen is stored without further compression in stainless-steel tank. Thereby, the maximum tank filling pressure is 12 barg (which is the electrolyser delivering pressure). The total tank storing capacity is 11kg of hydrogen. The tank design pressure is 33 barg. The tank can be isolated from the rest of the system in case of an emergency so that hydrogen in the tank is not lost. Not all the hydrogen in the tank is used, a minimum threshold of 30% of the tank capacity is needed to activate the fuel cell for safety operation.

7.3.4. PEM fuel cell system

A 10 kW PEM fuel cell system manufactured by Altery Systems composed by two 5 kW stacks, each with 50 cells, is the one installed at the HO. The fuel cell is auto-humidified and takes the oxygen from the air. A battery bank is used to provide power during the fuel cell start-up and fast transient load. The fuel cell operates at low temperature, 60 °C, and atmospheric pressure.

7.3.5. Plug-in electric vehicle

The electric vehicle plugged in the HO is specifically an electric-van that is powered by lead-acid batteries that are charged either by the wind turbine or by the fuel cell. The stated range of the van is 40-60 miles.

7.3.6. Electricity grid

The Hydrogen Office HWHES is connected to the national grid to allow power import and export when necessary. The grid connection allows for increasing the system reliability in case of system overhaul or emergency since it adds backup energy at any moment.

7.3.7. Control System & Strategies

The current control system at The Hydrogen Office is explained by the simple logic diagram shown in Figure 7.3.7.1

As it can be seen, the fuel cell only powers part of the building when there is no power from the wind turbine. The rest is supplied by the grid. The Electrolyser requires a minimum power to be switched on corresponding to 20% of the rated power and a control signal of activation when there is an excess power of 80 kW during ten minutes. Additionally, the hydrogen tank must be not full. The electrolyser is switched on following and start-up procedure based on applying the power in a slow ramp. Due to this electrolyser is operated at constant power; the excess is exported to the grid.

Fuel Cell operation constraint is dependent on a minimum level of 30% on the hydrogen tank. Therefore, the fuel cell will only work if the hydrogen storage vessel is above 30% capacity. As opposite to the electrolyser, the fuel cell is operated at variable power. It is important to highlight that the fuel cell only meets part of the building demand corresponding to a set of offices of the ground floor. The rest of the building demand is covered by the grid.

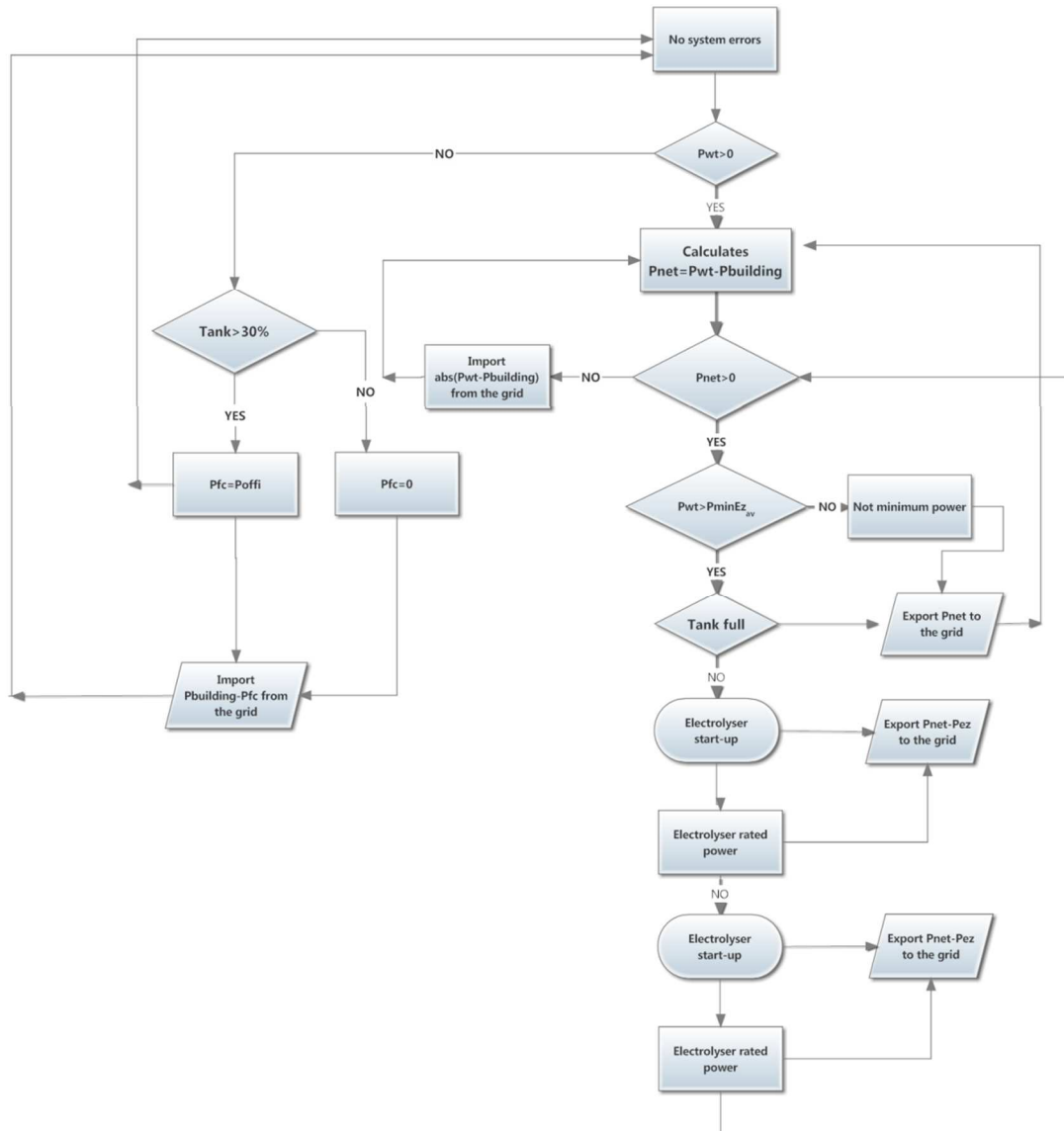


Figure 7.3.7.1 The logic flow of the control system in the Hydrogen Office. P_{wt} =wind turbine power; $P_{building}$: power demanded by the building; $P_{minEz_{av}}$ = Minimum power on average of the electrolyser for switching on; P_{fc} = fuel cell power; P_{off} = Power demanded by the ground floor office.

7.4. Modelling and validation of the H.O Wind-Hydrogen system

In this section, the methodology for modelling, obtaining the parameters and validation of a HWHES is discussed.

With many of equations describing the HWHES equipment being empirical, it might be necessary to estimate a considerable number of parameters. In real world plants, commercial devices are used. Therefore, design and other important parameters needed for modelling are not available. Thus, achieving accurate parameter estimation becomes a major issue in a modelling task.

7.4.1. Wind turbine model

Wind turbine models can be divided into detailed models and simplified models. Detailed (or dynamic) models (J. Sánchez, 2009), (M. Martins, 2007) are useful to study the real behaviour in the time frame of seconds while simplified (static) models are more practical for simulations of hours or days.

The wind turbine model used here is a static model, therefore the inertia of the wind turbine is not taken into account. This assumption doesn't affect the results of the global model as the time constant of the wind turbine is on the order of seconds while the electrolyser thermal constant for example, is on the order of minutes. In addition, it is not practical to include the complexity of a wind turbine dynamic model in a simulation that involves several multi-physic domain systems interconnected with time dynamics several order of magnitude lower. Thus, this hypothesis of static behaviour is a good choice for the sake of simplicity.

Therefore, the wind turbine has been modelled using the power curve from the manufacturer. Model input is the wind speed (m/s) and the output is the wind turbine power (W). The wind data required are fed to the Simulink environment in a matrix form, where the first column is the time vector and the second column is the wind speed.

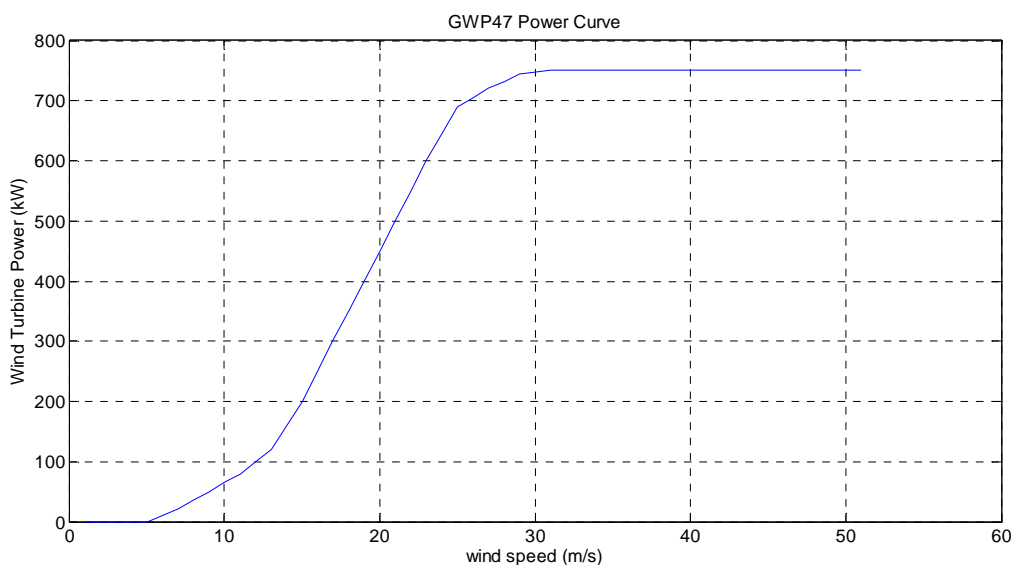


Figure 7.4.1.1. GWP47 Power curve

The GWP47 main features are summarized in Table 7.4.1.1

Characteristic	Value
Cut in speed (m/s)	4
Cut out speed (m/s)	25
Rated speed (m/s)	12
Rated power (kW)	750

Table 7.4.1.1. Wind turbine GWP47 characteristics

7.4.2. Alkaline electrolyser modelling

7.4.2.1. Model structure

An alkaline electrolyser is a type of electrolyser where the electrolyte is an alkaline substance (typically KOH 30% wt). The mathematical model proposed is based on steady-state electrochemical equations combined with thermal dynamic differential equations as Chapter 4 Methodology. The model also takes into account the rectifier energy losses.

Indeed, the challenge is not in modelling the electrolysis process, as its equations are currently well known and have been validated in many works, such as (Fco. Javier Pino, 2011)

and (Oystein, 2003), but in finding the parameters and implementing the equations using a simulation tool. In this chapter it is shown how to undertake the parameter identification, equation tailoring and solve validation issues. The model has been implemented in Matlab-Simulink® which allows modular construction and complex simulations. The implementation presented here also allows model expansion if necessary.

The proposed electrolyser model can be divided into three sub-models: the electrical, the thermal behaviour and the hydrogen production ones, all of them are strongly coupled and are non-linear.

The proposed Electrolyser sub-models are shown in Figure 7.4.2.1.1:

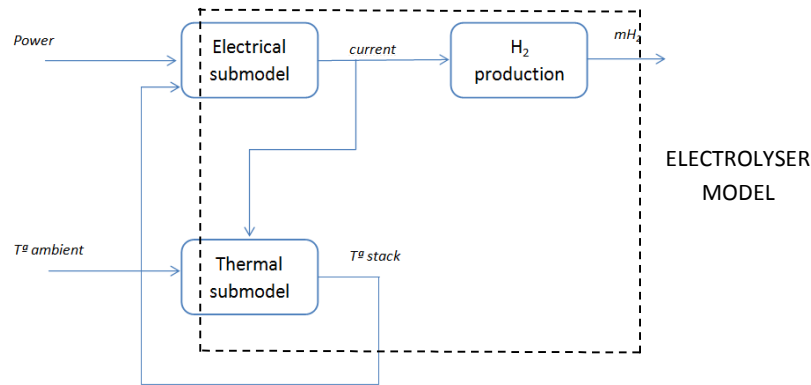


Figure 7.4.2.1.1. Block diagram for building a dynamic model of an electrolyser

The electrical sub-model involves the voltage-current relationship (Oystein, 2003) implemented in a Simulink block. This relationship is given by:

$$U_{cell} = U_{rev} + \frac{r}{A} I + s \log\left(\frac{t}{A} I + 1\right) \quad (7.1)$$

$$\dot{W} = N I U_{cell} \quad (7.2)$$

Where, \dot{W} is the electrolyser power consumption in Watts, N is the stack cells, I is the stack current in amperes and U_{rev} is the reversible voltage dependent on the temperature and pressure of the reaction measure in volts. In thermodynamic terms it can be expressed as function of the Gibbs energy as:

$$U_{rev} = \frac{\Delta G}{zF} \quad (7.3)$$

Where ΔG is the Gibbs free energy variation, z is the number of electrons and F is the Faraday constant.

The parameters taken into account here are: r , s and t . Where r , is the parameter related to ohmic resistance of electrolyte ($\Omega \text{ m}^2$), s is the coefficient for overvoltage on electrodes (V), and t is also a coefficient for overvoltage on electrodes but measured in ($\text{A}^{-1} \text{ m}^2$).

These three parameters define the stack and the electrolyte type and the shape of the U-I curve. Notice that the parameters r and t also have a high dependence on the temperature T given by $r(T)$ and $t(T)$):

$$r(T) = r_0 + r_1 T \quad (7.4)$$

$$t(T) = t_0 + \frac{t_1}{T} + \frac{t_2}{T^2} \quad (7.5)$$

Some of the initial values of parameters for the HO electrolyser are known from previous work (Hogg, 2011) and are presented in Table 7.4.2.1.1 together with unknown ones.

Table 7.4.2.1.1 Electrolyser model initial parameters

Parameter	Description	Value	Units	Source
r_0	Parameter related to ohmic resistance of electrolyte	$3 \cdot 10^{-4}$	VA^{-1}m^2	(Hogg, 2011)
r_1	Parameter related to ohmic resistance with temperature dependence on electrolyte	$-1 \cdot 10^{-6}$	$\text{VA}^{-1}\text{m}^2\text{eC}^{-1}$	(Hogg, 2011)
s	Coefficient for overvoltage on electrodes	0.35	V	(Hogg, 2011)
t_0	Coefficient for overvoltage on electrodes	0.225	A^{-1}m^2	(Hogg, 2011)
t_1	Coefficient for overvoltage on electrodes with temperature dependence on electrolyte	$5 \cdot 10^{-3}$	$\text{A}^{-1}\text{m}^2\text{eC}$	(Hogg, 2011)
t_2	Coefficient for overvoltage on electrodes with temperature dependence on electrolyte	$-3 \cdot 10^{-5}$	$\text{A}^{-1}\text{m}^2\text{eC}^2$	(Hogg, 2011)
f_1	Parameter related to Faraday efficiency	$20 \cdot 10^3$	A^2m^{-4}	(Fco. Javier Pino, 2011)
f_2	Parameter related to Faraday efficiency	0.93	-	(Hogg, 2011)
$C_{t_{ez}}$	Overall thermal capacity of the electrolyser	Unknown	J K^{-1}	-
$R_{t_{ez}}$	Overall thermal resistance of the electrolyser	Unknown	W K^{-1}	-
A	Area of the electrode	0.06	m^2	(Hogg, 2011)
h_n	Natural heat transfer coefficient	Unknown	W K^{-1}	-
h_c	Convective heat transfer coefficient	Unknown	W K^{-1}	-

The modelling solution proposed herein consist in using the electric power and the stack temperature as inputs, the stack voltage can be calculated by solving a non-linear system equation. The Newton-Raphson method is an efficient way to do this. However another strategy, with less computational burden, has been used here. It is based on estimating the voltage at first iteration and using the Simulink's block "memory" as feedback for consecutive iterations.

The iteration strategy has been implemented in the proposed model. The convergence is several orders of magnitude faster than using a traditional non-linear equation solver.

Additionally the errors are not high if the study is in the time frame of seconds to hours (errors are present only in the time frame of milliseconds). A good starting point could be the system nominal voltage. The Simulink implementation of the solving method is shown in the Figure 7.4.2.1.2.

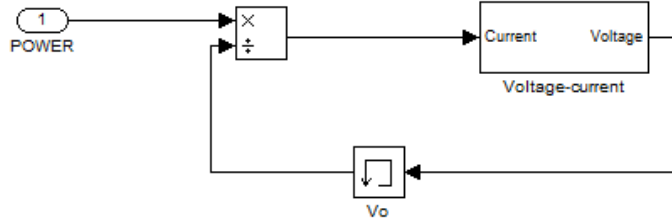


Figure 7.4.2.1.2. Simulink model for solving the system electrical equations.

As for the current through the stack, it influences directly the hydrogen production. Therefore, the stack current is modelled as input and the hydrogen production rate is used as a model output. The hydrogen flow rate (mol/s) can be calculated using the equation:

$$\dot{m}_{H_2} = \eta_F \frac{N I}{z F} \quad (7.6)$$

Where $z = 2$ (number of electrons per hydrogen molecule), $F =$ Faraday constant (96500), η_F = the Faraday efficiency, $N =$ is the number of stack cells and $I =$ stack current (A).

The Faraday efficiency is given by the equation:

$$\eta_F(\rho, T) = f_2(T) \frac{\rho^2}{\rho^2 + f_1(T)} \quad (7.7)$$

Where: f_1 and f_2 are the empirical Faraday efficiency parameters taken from (Fco. Javier Pino, 2011), ρ is the current density ($A\ m^{-2}$) and T is the temperature (K).

Regarding the thermal model, the heat generated is due to the irreversibility on the electrolysis process and must be removed in order to hold the nominal temperature. The thermal balance is completed with the waste heat, which is directly dissipated into the environment by, mainly, convection mechanisms (Oystein, 2003). The parameters involved in heat transfer are the thermal capacity (Ct) and thermal resistance (Rt). These parameters are estimated using experimental data.

The cooling system has been modelled using the assumption that the system can remove all the waste heat generated when the maximum temperature is reached. The typical thermal control implemented in these machines actuates by means of a hysteresis band. In other words, when the temperature reaches the maximum, the control activates the fan which is switched off when the temperature falls below a threshold. In practice the fan generally removes more heat

than what is generated, which causes the temperature to fall down towards a low threshold. At this point the fan is switched off.

Due to the electrolyte temperature varies with the input current (and the current can vary in start-up, shut downs and variable operation), thermal inertia will play an important role changing the operating point and the hydrogen production (Fco. Javier Pino, 2011).

The electrolyte temperature is calculated by means of the energy balance:

$$C_{t_{ez}} \frac{dT_{ez}}{dt} = \dot{Q}_{gen} - \dot{Q}_{cool} - \dot{Q}_{loss} \quad (7.8)$$

Where T_{ez} is the electrolyte temperature (K),

$C_{t_{ez}}$ is the electrolyser stack' thermal capacity (W/K)

Q_{gen} is the heat generated in the electrolysis process (W)

Q_{cool} is the cooling flux (W)

Q_{loss} is the heat losses (W)

The heat generated is associated to the thermodynamic irreversibility in the electrolysis process and it has been evaluated through equation (7.9)

$$\dot{Q}_{gen} = n_{cells} VI_{stack} (1 - \eta_e) \quad (7.9)$$

Where η_e is the energy efficiency of the electrolyser.

The heat loss term is quantified as the sum of convective and radiant losses to the environment. For simplicity, the calculation of heat losses has been summarized in:

$$\dot{Q}_{loss} = \frac{1}{R_t} (T - T_{ambient}) + h_f (T - T_{ambient}) + h_n (T - T_{ambient}) \quad (7.10)$$

Where: R_t is the thermal resistance (W/K), h_f is the film coefficient for forced convection, h_n is the film coefficient for natural convection, T is the stack temperature (K) and $T_{ambient}$ is the environment temperature (assumed to 298 K).

The cooling term becomes important when the upper temperature threshold is reached. The fan evacuates all the heat generated and slowly cools down the system. The hysteresis control strategy that has been implemented in the model can be expressed as: when the temperature reaches 60 °C the fan is activated and when the temperatures falls below 57 °C the fan is switched off.

7.4.2.2. Parameter estimation methodology

In summary, the necessary parameters for tailoring any alkaline electrolyser model are: r, s, t, f_1, f_2, R_t and C_t . The ways to obtain these parameters are essentially two:

- Performing specific experimental test in order to find out the electrolyser parameters.
- Based on manufacturer's datasheet.

Most of the electrolysers installed in demonstration plants are commercial. This often implies that the device will not allow measurement of all the internal variables. In addition, some (or many) of the design parameters are not disclosed by the manufacturer. Thus, although implementing the first method is the more feasible way to find parameters in demonstration plants, an inconvenient of this method is that specific experimental tests might not be possible to perform in many situations, such as in our case, because is a 'closed' system.

Another Parameter estimation guideline is to reduce the modelling parameters as much as possible while not losing a lot of accuracy in the results.

The parameter identification method used here is based on the logical approach presented in Chapter 4 of this thesis and again shown in Figure 7.4.2.2.1 for clarity.

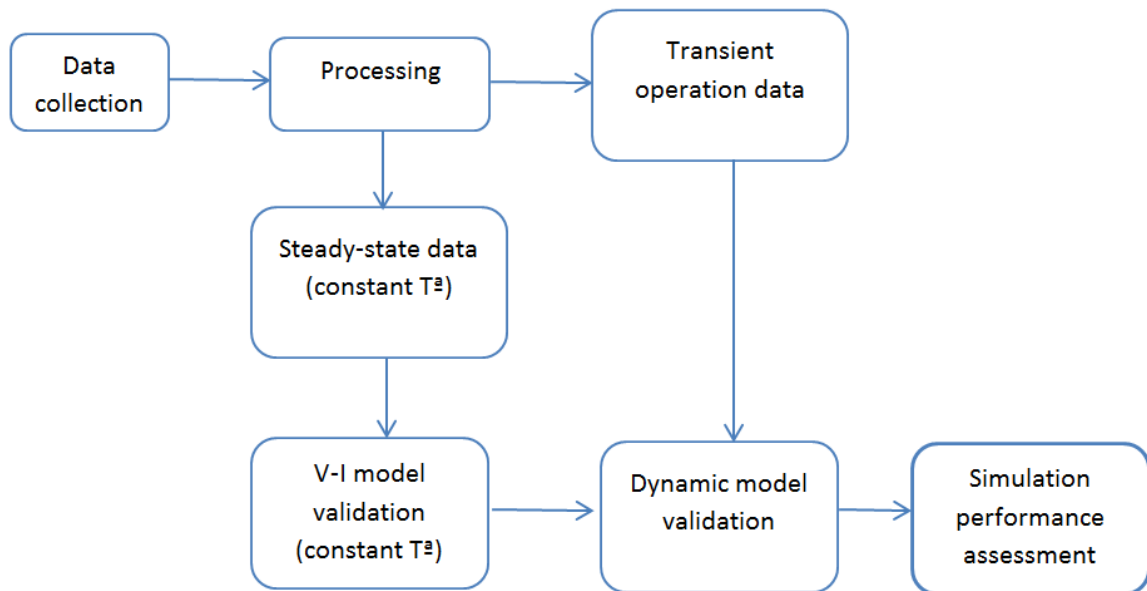


Figure 7.4.2.2.1. Parameter estimation methodology and validation procedure

In the first step, experimental data are collected and processed from demonstration plant (HO) operation. A set of input-output values is grouped with respect to constant values of temperature.

The next step is to find out the parameters for the voltage-current curve, which rely only on the stack type. Afterwards, the thermal model which depends on external conditions, such as the ambient temperature, natural convection, etc., will be fitted.

The transient operation data should be selected with steps in the input value (the power derived to the electrolyser) for example start-up and shut-down process in order to get a set of voltage, current and stack temperature values which clearly varies with time. Then, the model output is tested against the real data collected in transient operation.

Since the parameters are unknown at the beginning, both the U-I Model Validation and the Dynamic Model Validation stages will require the use of the Parameter Optimization Tools.

The parameters r, s and t have to be identified at the Steady-State Validation Stage while the thermal parameters (C_t, R_t) are identified at the Dynamic Validation Stage. Additionally the electrode area can be then adjusted once r, s and t have been obtained.

7.4.2.3. Steady-state parameter identification

By implementing the procedure described in Figure 7.4.2.2.1, the parameter “ r ” was identified using the Matlab curve fitting tool (cftool Matlab command) while holding the rest of the parameters at the initial values. Curve fitting tool allows for visually explore data and fits scatter plots. Figure 7.4.2.3.1 shows the dependence found for the parameter “ r ” with temperature, on using this tool.

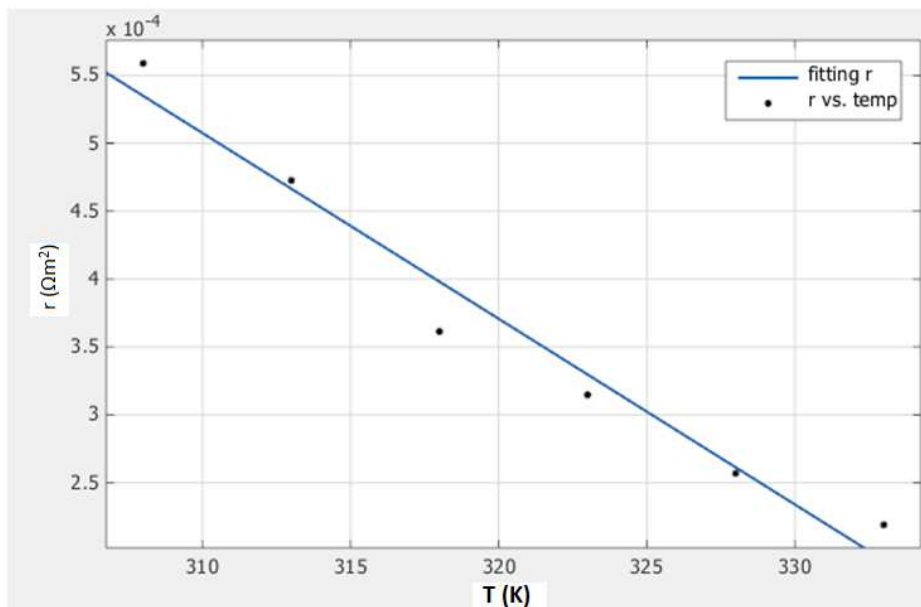


Figure 7.4.2.3.1 parameter r fitting

Similarly, the parameter “t” was identified for different temperatures, by keeping the “r” parameter constant and using the cftool. We found that the dependence of parameter “t” with the temperature, that Figure 7.4.2.3.2 shows, is different from that suggested in other works such as (Oystein, 2003).

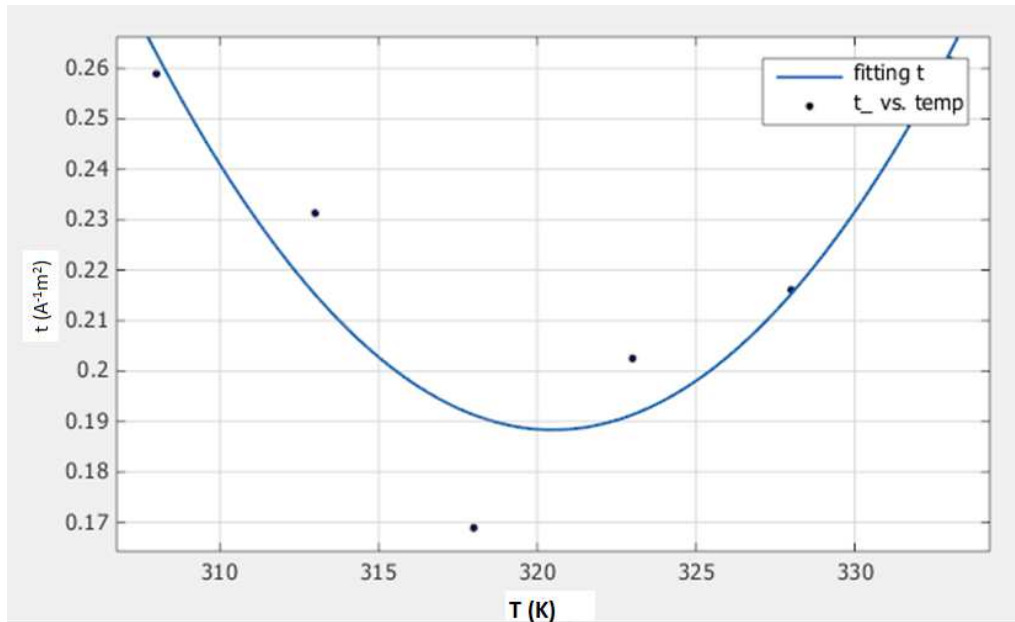


Figure 7.4.2.3.2 Parameter t fitting.

According to Figure 7.4.2.3.2 results, the statistical analysis recommends to substitute equation (7.5) for the expression given by:

$$t(T) = t_0 + t_1 T + t_2 T^2 \quad (7.11)$$

The parameter “s” has been chosen to be 0.35, as references (Fco. Javier Pino, 2011), (Oystein, 2003) and (Hogg, 2011) resulting in a good agreement with the experimental data. Given this agreement, no further optimization was necessary. In a general way the process to find out the parameter would consist in search the same electrolyser’ electrode technology and look for the overvoltage potential.

The electrode area is an unknown parameter that cannot be calculated without the voltage-current density curve, which is not available for our case study. Nevertheless, the electrical characteristic (voltage-current curve) can be determined by estimating an electrode area and calculating the coefficients r, s and t for this area. Then by adjusting r and t, any possible error in the electrode area choice is balanced. This is entirely valid since the electrode area is a design parameter that does not need to be modified daily as opposed to operating parameters, such as temperature and pressure that should be accessible in the model in order to allow simulations under different operation conditions.

To calculate the coefficient f1 for the HO electrolyser from faraday efficiency (equation(7.7)), a linear dependence with the temperature was assumed. On the other hand, for the coefficient f2

a quadratic dependence is more appropriate based on the experimental data of (Oystein, 2003) for Hysolar and Phoebus coefficients.

7.4.2.4. Dynamic parameters identification

The tool used for the dynamic parameters optimization has been the Matlab-Simulink block named: “Signal Constraint” (see Figure 7.4.2.4.1 below). This block allows specifying the input signal (model temperature) and the reference signal (experimental temperature values). A complex multi-parameter optimization is allowed by this tool. It is advisable to reduce the complexity of the optimization as much as possible. Thus, in this case, two parameters (Ct and Rt) were identified by running the optimization separately. Also this tool allows for adjusting the natural and force convection parameters (h_c , h_n), which are also uncertain.

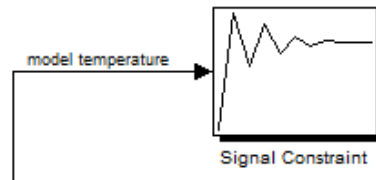


Figure 7.4.2.4.1. Simulink block used for the parameter estimation methodology

The parameters values obtained, for our case study, after carrying out the optimization are summarized in Table 7.4.2.4.1:

Parameter	Description	Value	Units
r_0	Parameter related to ohmic resistance of electrolyte	0.004747	$VA^{-1}m^2$
r_1	Parameter related to ohmic resistance with temperature dependence on electrolyte	$-1.367 \cdot 10^{-5}$	$VA^{-1}m^2\text{°C}^{-1}$
s	Coefficient for overvoltage on electrodes	0.35	V
t_0	Coefficient for overvoltage on electrodes	49.31	$A^{-1}m^2$
t_1	Coefficient for overvoltage on electrodes with temperature dependence on electrolyte	-0.3065	$A^{-1}m^2\text{°C}$
t_2	Coefficient for overvoltage on electrodes with temperature dependence on electrolyte	0.0004782	$A^{-1}m^2\text{°C}^2$
f_1	Parameter related to Faraday efficiency	20000	A^2m^{-4}
f_2	Parameter related to Faraday efficiency	0.93	-
$C_{t_{ez}}$	Overall thermal capacity of the electrolyser	$1.6824 \cdot 10^5$	$J K^{-1}$
$R_{t_{ez}}$	Overall thermal resistance of the electrolyser	0.4441	$W K^{-1}$
A	Area of the electrode	0.06	m^2
h_n	Natural heat transfer coefficient	6	$W K^{-1}$
h_c	Convective heat transfer coefficient	30	$W K^{-1}$

Table 7.4.2.4.1 Alkaline electrolyser model final parameters

On comparing values with those of similar electrolyzers, it was found to be reasonable. Additionally, during the optimization process, boundaries were specified for the parameters in order to avoid values with non-physical sense.

7.4.2.5. Validation results

The V-I curves obtained from the proposed model (by means of current sweeps at different temperatures) are validated using experimental data. Due to the impossibility of controlling the electrolyzer temperature, only the steady-state data were used in the validation process as shown in Figure 7.4.2.5.1.

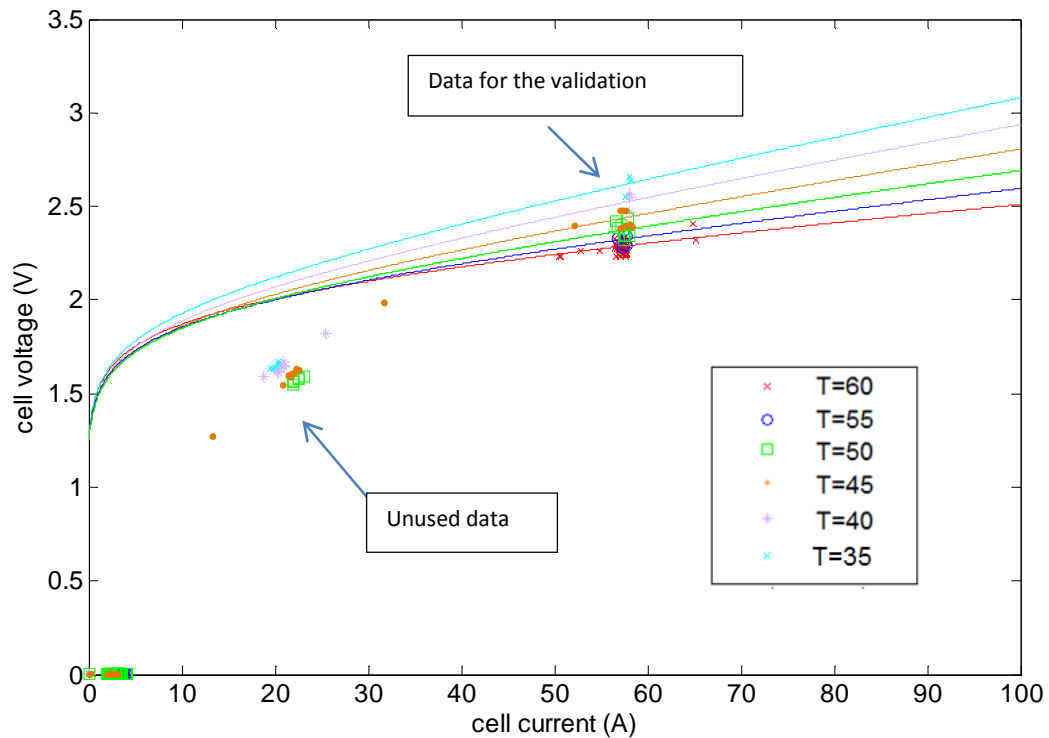


Figure 7.4.2.5.1 V-I curve validation at different temperatures. The V-I is for each cell of the stack. Dots show experimental points gathered. Continuous lines represent model prediction.

Once the static behaviour has been successfully modelled, the dynamic validation process consists of performing a test where the power sent to the electrolyzer varies with time and consequently the temperature, voltage and current varies. Within the experimental data, a typical step event was selected for the validation.

During the dynamic test, the overall thermal capacity C_t and thermal resistance R_t are the parameters to be determined by the optimization tool. The electrolyzer response experimental

data under transient load conditions are compared against the modelling results as shown in Figure 7.4.2.5.2 to Figure 7.4.2.5.5. Showing reasonable agreement.

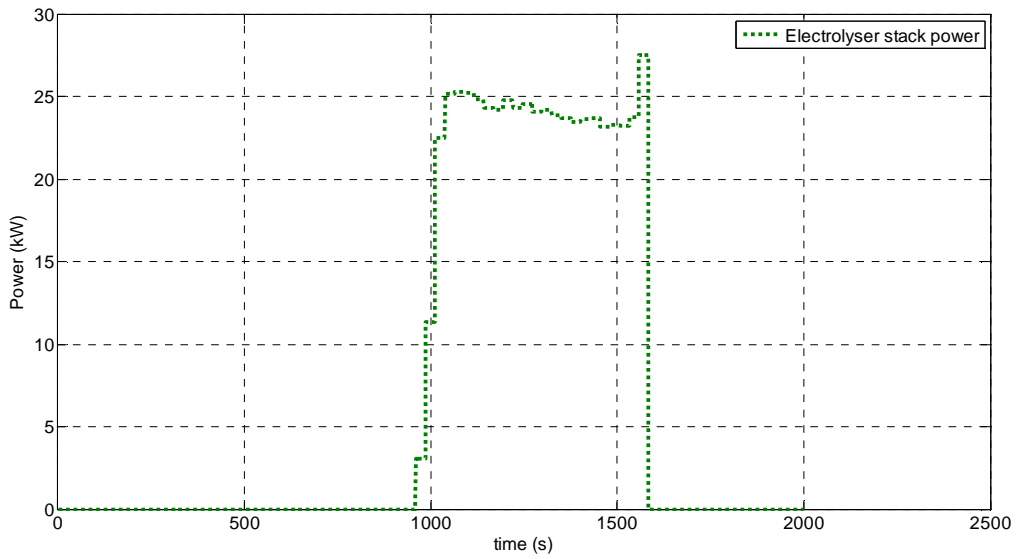


Figure 7.4.2.5.2 Power input derived to the electrolyser.

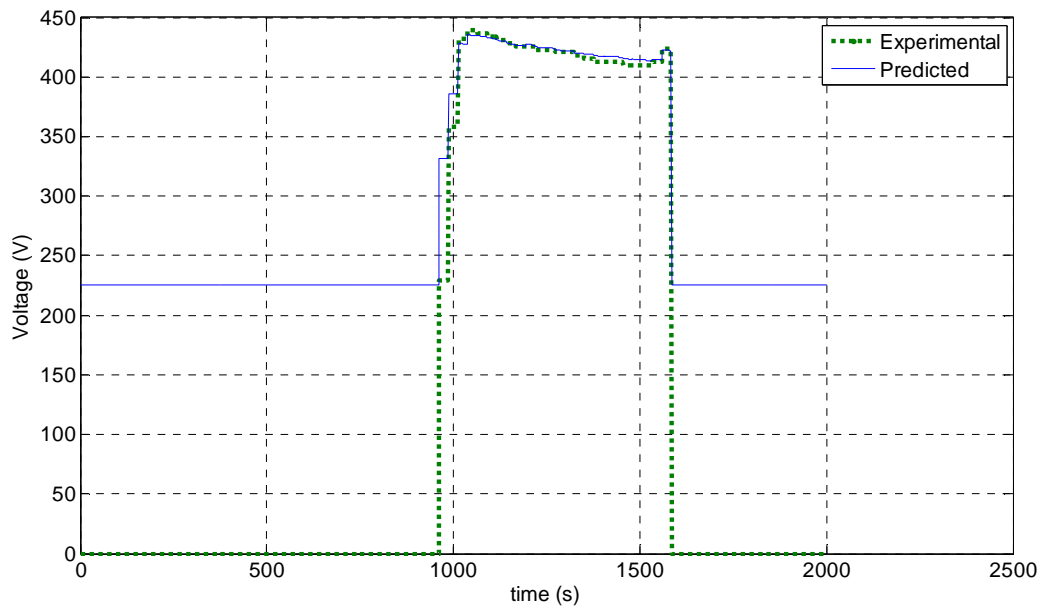


Figure 7.4.2.5.3. Electrolyser stack voltage validation

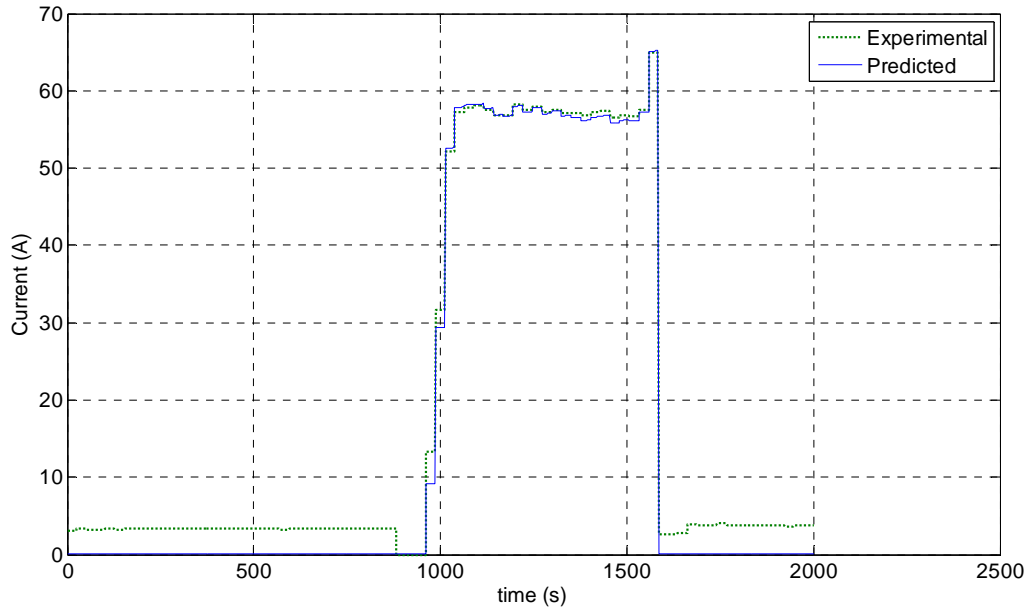


Figure 7.4.2.5.4. Electrolyser stack current validation

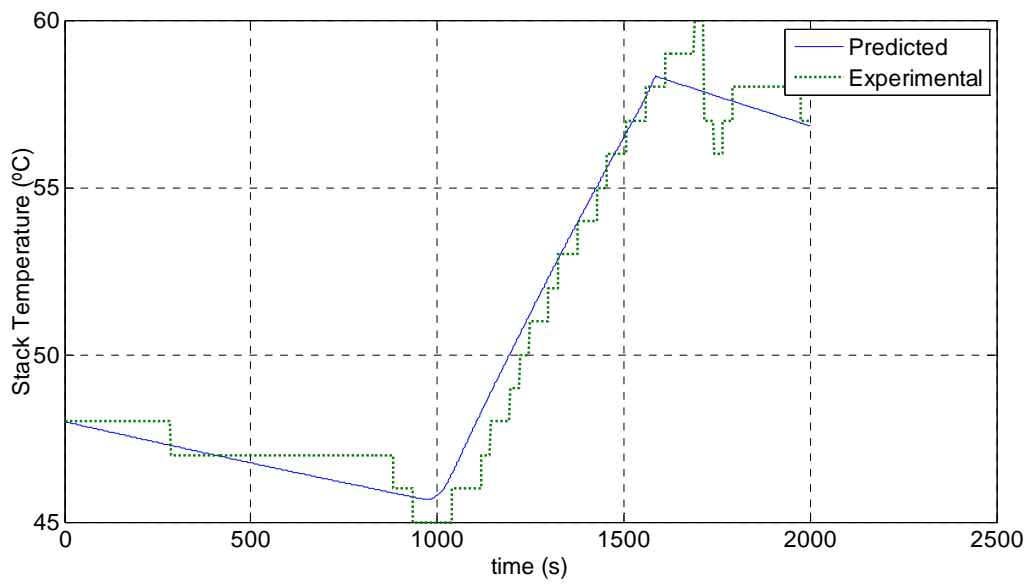


Figure 7.4.2.5.5. Electrolyser stack temperature validation

It is observed that the model shows a reasonable agreement with the experimental data.

7.4.3. PEM fuel cell modelling

Fuel cells (FC) are reliable energy sources that provide power using hydrogen. However, due to their slow mechanical, ancillary and thermodynamic response, fuel cells do not always offer fast demand response (M. Hashem Nehrir, 2009). Therefore, it is necessary to have accurate dynamic models in order to study the fuel cell behaviour in different applications, such as hydrogen microgrids. These models will guide future FC system design and produce systems that operate successfully.

This section describes the fuel cell model developed for the 10kW Alteryg PEMFC. This FC incorporates two stacks, each with a maximum output of 5kW. Each stack is composed of 50 cells connected in series. The model takes into account the energy losses associated with the necessary inverter coupled to the fuel cell. The FC system has a set of lead-acid batteries, in order to meet the fast transient loads such as during start-up and shut-down. The battery Simulink block from the Simulink library SimPowerSystems was used for the sake of simplicity.

Fuel cell modelling can be divided into theoretical and empirical models. Depending on the engineering application, fuel cell models range from simple, power in–power out, to highly complex non-linear differential equations. In this work, a trade-off between simplicity and complexity is achieved using a semi-empirical model adapted from Pukrushpan (Jay T. Pukrushpan, 2002), (Pukrushpan, 2004).

Among theoretical models, the one proposed by Pukrushpan is well known and validated. This model describes with high accuracy the electrochemical process inside the fuel cell. The model takes into account parameters such as the dynamics of the compressor, the manifold filling dynamics and consequently the reactant partial pressures.

On the other hand, empirical models (Junbom Kim, 1995) focus on fuel cell characterisation for specific operating conditions. The obvious drawback is the limited capacity for prediction outside the operating conditions they were characterized. However, these models are generally less computationally intense and easier to create and use.

Fuel cells convert hydrogen and oxygen into electricity by means of the chemical reaction given by:



A key way of representing this reaction within a FC is the output voltage. This is given by the fuel cell operational curve, better known as polarization curve (which is the representation of the voltage versus current density). This voltage is a function of the reversible cell voltage, activation losses, ohmic losses and concentration losses (DoE, 2000).

The fluid dynamics inside the cathode and water flooding are neglected in order to make simulation of the entire Hydrogen Office system feasible. Nevertheless, the model maintains accuracy as it includes the cells dependence on temperature, membrane thickness, humidity and partial gas pressures.

The physical parameters required by the model are calibrated using the Hydrogen Office experimental data. It was not possible to perform specific tests for validation in lab environment. Therefore, the operational data were processed using the same methodology depicted Figure 7.4.2.2.1.

7.4.3.1. Model structure

The structure of the model follows the same philosophy as the electrolyser model (Figure 7.4.2.1.1). It has been broken down into sub-models. The voltage-current characteristic, the thermal model and the hydrogen consumption are implemented in separated blocks connected to each other for variable exchanging. The electrochemical equations (whose dynamics can be neglected) allow a calculation of the stack voltage as function of the current demanded, temperature (time varying parameters) and the physical parameters such as membrane thickness, humidity, gas partial pressures (not varying in time) to be performed. The temperature is a feedback signal from the thermal block. The scheme of Figure 7.4.3.1.1 shows global state variables, power demanded from the load (P load) and output: hydrogen flow rate required. All the equations were implemented in Matlab-Simulink.

In addition to the simplifications aforementioned, the following common assumptions are used here for the sake of simplicity: One-dimensional treatment of flow and distribution gases; ideal and uniformly distributed gases; constant pressures in the fuel cell gas flow channels; the fuel is humidified pure hydrogen and the oxidant is humidified air; thermodynamic properties are evaluated at average stack temperature; temperature variations across the stack are neglected; stack heat capacity constant (Jay T. Pukrushpan, 2002).

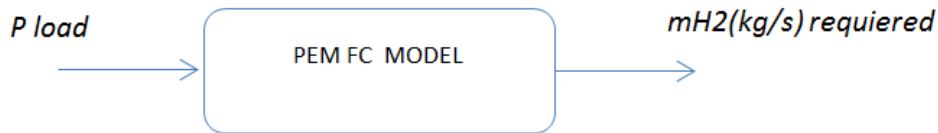


Figure 7.4.3.1.1 Fuel cell model scheme. Power demanded as the model input and hydrogen required as the model output.

The system equations used to describe the electrical behaviour of the fuel cell are:

$$V_{fc} = E - V_{act} - V_{ohm} - V_{conc} \quad (7.13)$$

$$E = 1.229 - 8.5 \cdot 10^{-4} (T - 298.15) + 4.308 \cdot 10^{-5} T [\ln P_{H_2} + 0.5 \ln P_{O_2}] \quad (7.14)$$

$$V_{act} = x_1 - 8.5 \cdot 10^{-4} (T - 298.15) + 4.308 \cdot 10^{-5} T [\ln P_{H_2} + 0.5 \ln P_{O_2}] + \\ + \left[(x_2 T + x_3) P_{O_2}^2 + (x_4 T + x_5) P_{O_2} + (x_6 T + x_7) \right] \cdot (1 - e^{-x_8 i}) \quad (7.15)$$

$$V_{ohm} = \frac{i \cdot t_m}{(0.005139\lambda_m - 0.00326) e^{x_9 \left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T} \right)}} \quad (7.16)$$

$$V_{conc} = i \left[(x_{10}T + x_{11}P_{O_2}) \frac{i}{x_{12}} \right]^{x_{13}} \quad (7.17)$$

Where:

V_{fc} = stack volts (V)

i = current density demanded (A)

T = stack temperature (K)

P_{O_2} = oxygen partial pressure (bar)

P_{H_2} = hydrogen partial pressure (bar)

t_m = membrane thickness (μm)

λ_m stack humidity, varies between 0 (0% of humidity) and 14 (100% of humidity)

The coefficients x_1 to x_{13} , are values that create the best fit between the model and the gathered data. It should be noted that calculating such a number of coefficients might be tedious. However, this model is able to predict the fuel cell behaviour for different operational conditions, which is preferable when compared with full empirical models.

Table 7.4.3.1.1. Single stack PEM FC initial model parameters

Parameter	Value
Rated power	2x5 kW
Number of cells	50
Active cell area	232 ¹⁶
E ⁰ Potential at unity activity	1.229
Membrane thickness	178 μm
Oxygen partial pressure	0.21 bar
Hydrogen partial pressure	3 bar
Stack humidity	14

¹⁶ Cell Area for Ballard Mk5 5 kW

The hydrogen required for the fuel cell to produce the power demanded is calculated through the stoichiometric equation:

$$\dot{n} = \frac{n_{cells} I}{zF} \quad (7.18)$$

Where

\dot{n} is the flow of hydrogen required (mol/s)

N cells is the number of cells in the fuel cell

I is the current delivered by the fuel cell stack (A)

Z is the number of electrons per molecule (2)

F is the Faraday constant (96500)

In the same way as the electrolyser, the fuel cell thermal model is implemented as a lumped thermal capacitance model. The heat generated during the fuel cell operation is due to entropy changes. Then, the first law of thermodynamics is expressed as:

$$Ct_{fc} \frac{dT}{dt} = \dot{Q}_{H_{react}} - P_{elec} - \dot{Q}_{amb} \quad (7.19)$$

The first term on the right hand of the equation describes the enthalpy of the chemical reaction (see equation(7.12)). The second term is the energy yielded in the form of electricity generation. The third term refers to the amount of heat dissipated through convection effects. This term includes the heat removed by the cooling system when the fuel cell reaches the maximum temperature allowed. The fuel cell cooling-fan is supposed to be running anytime the fuel cell is producing power. When the nominal temperature (60°) is reached the fan is full powered to cool the stack and keep nominal temperature.

The different terms of the energy balance can be calculated as:

$$\dot{Q}_{H_{react}} = \frac{-\Delta H_{react} \cdot I_{st}}{2F} \quad (7.20)$$

$$P_{elec} = V_{st} I_{st} \quad (7.21)$$

$$\dot{Q}_{amb} = (h_c + h_n) \cdot (T_{fc} - T_{amb}) \quad (7.22)$$

Where ΔH_{react} is the enthalpy of the reaction, F is the Faraday constant, I_{fc} is the stack current, V_{fc} is the stack voltage, h_c and h_n are the convective and natural heat transfer

coefficients of the fuel cell, T_{st} is the stack temperature and T_{amb} is the environmental temperature (298 K).

7.4.3.2. Parameter estimation

The parameter estimation methodology follows the same principle discussed in section 7.4.2.2. Stack parameters (coefficients x_1 - x_{13}) are determined using the steady-state data while dynamic parameters are estimated through the Matlab optimization tool.

7.4.3.3. Steady-state parameters identification

The steady-state parameter identification process consists of collecting the voltage-current (V-I) values for the entire operational range of the fuel cell. The lack of data points through the whole temperature range has led to grouping the values gathered around a temperature range of 35-55 °C. The curve fitting tool needs at least 13 data points to determine the 13 coefficients x_1 - x_{13} .

The V-I curve was fitted using a single cell voltage and stack current values. The parameter values for active cell area and membrane thickness were taken from (F. Laurencelle, 2001), who studied a similar fuel cell. Figure 7.4.3.3.1 represents the results of the steady-state validation for the fuel cell polarization curve. The trust-region optimization search method was used to minimize an objective function for fitting the collected data and the model prediction output. The model is able to predict the activation and ohmic zone see (Figure 7.4.3.3.1). The last term of the curve, the concentration zone is not represented due to the data needed for this zone are out of the fuel cell operational range.

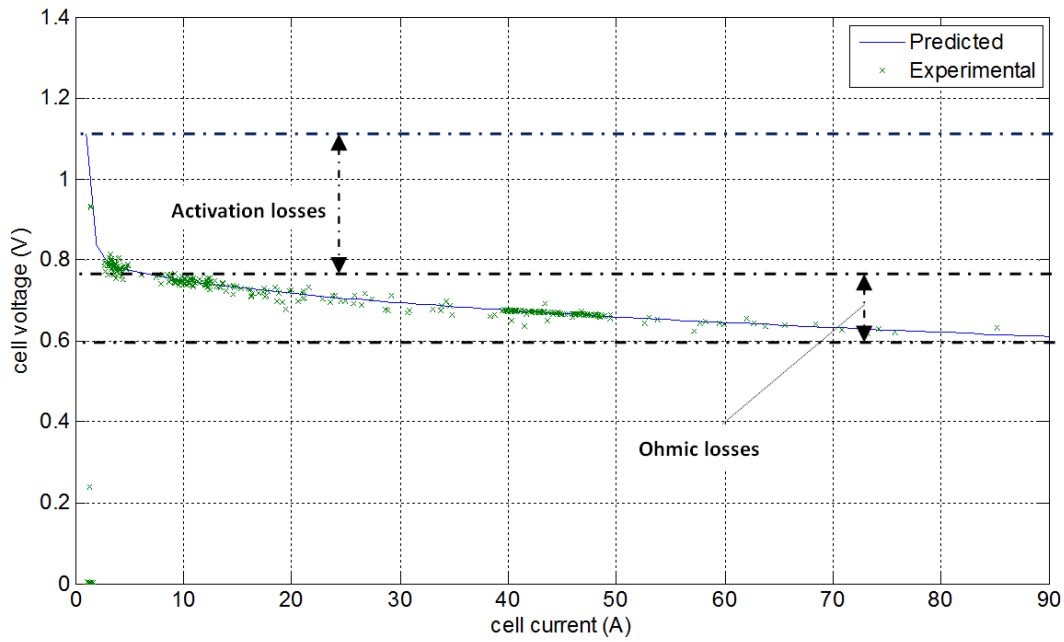


Figure 7.4.3.3.1. Alteryg V-I curve one cell validation @ ~55°C

7.4.3.4. Dynamic parameters identification

The aim of this section is to find the stack heat capacity, $C_{t_{fc}}$. This will allow the model to accurately reflect temperature changes in the fuel cell. The ambient temperature dependent coefficient (h_a) and the cooling system coefficient (h_c) are also tuned.

The dynamic parameters optimization method was the same as was carried out for the electrolyser parameter estimation. The results are presented through Figure 7.4.3.4.1 to Figure 7.4.3.4.4.

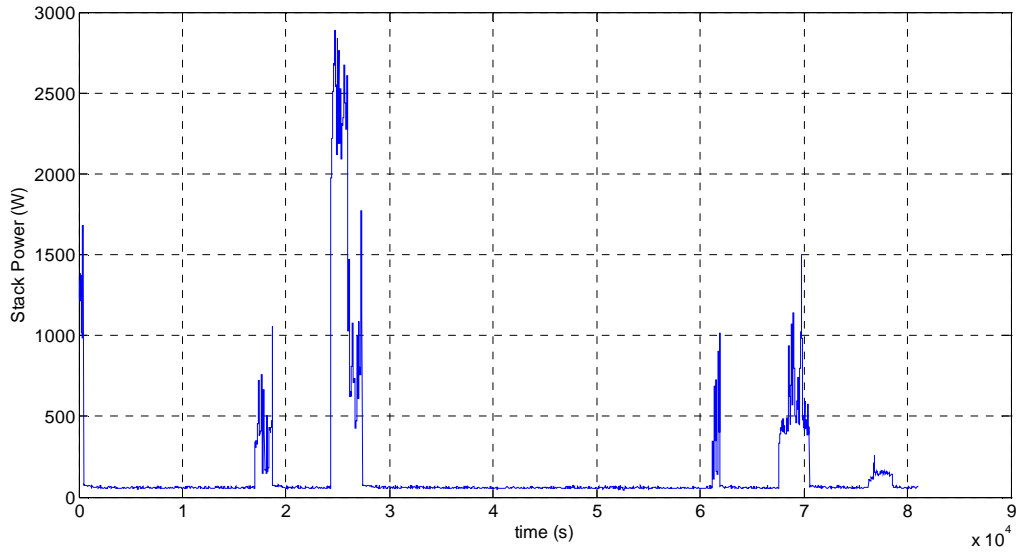


Figure 7.4.3.4.1. Fuel cell Stack power (input of the model)

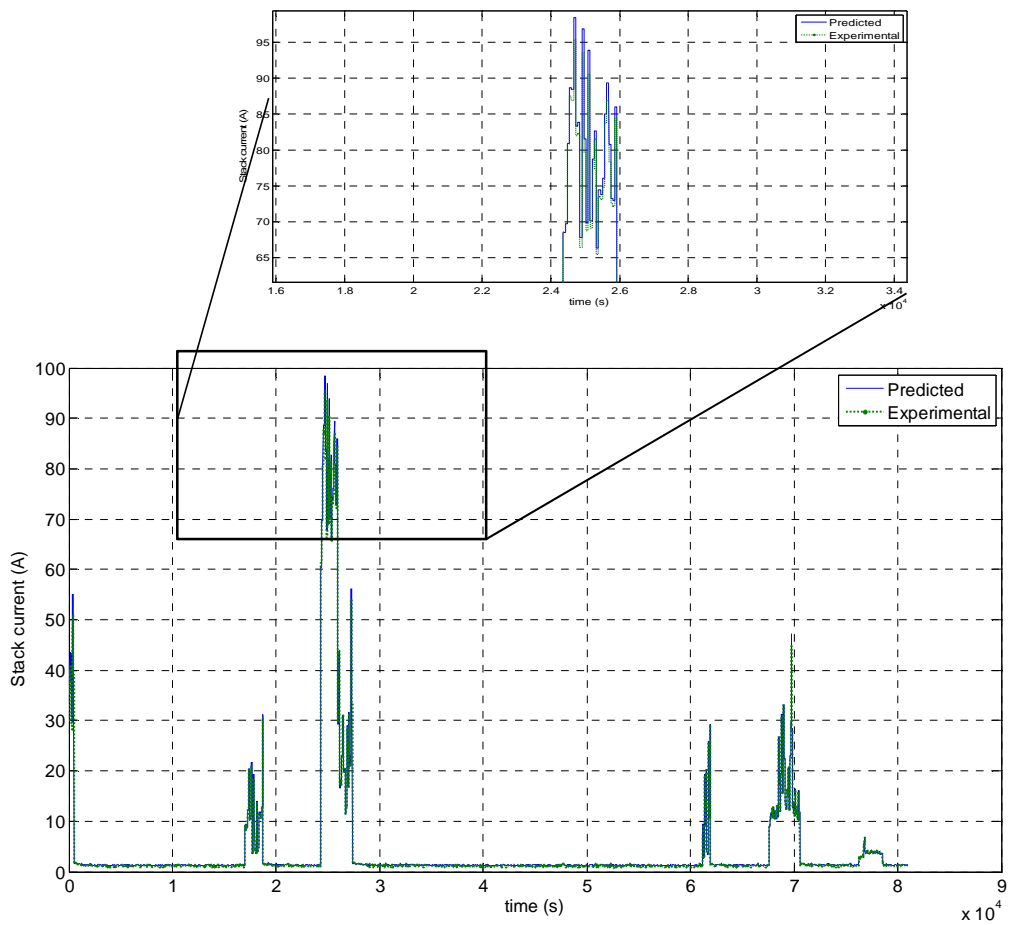


Figure 7.4.3.4.2. Fuel cell stack current validation

demonstration plant in Scotland (U.K)

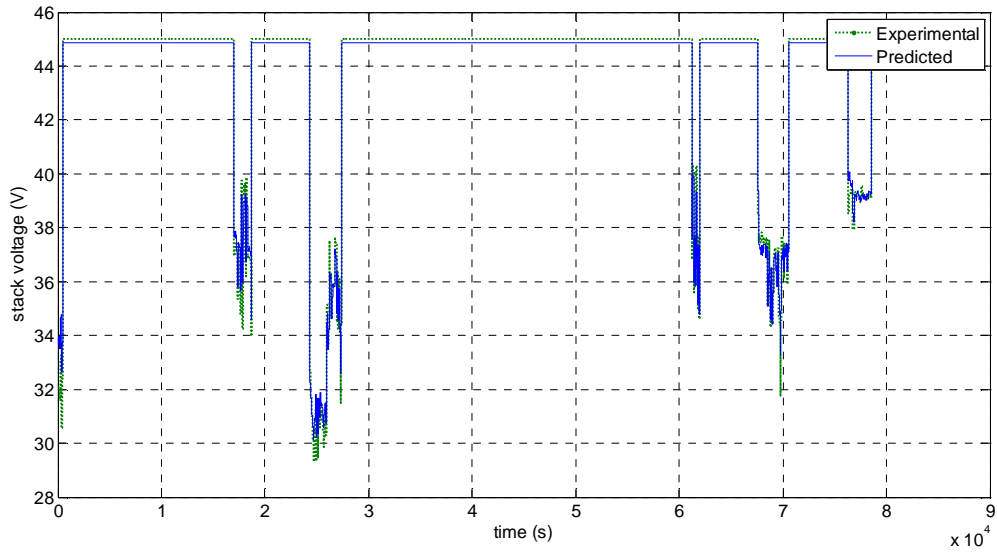


Figure 7.4.3.4.3. Fuel cell stack voltage validation

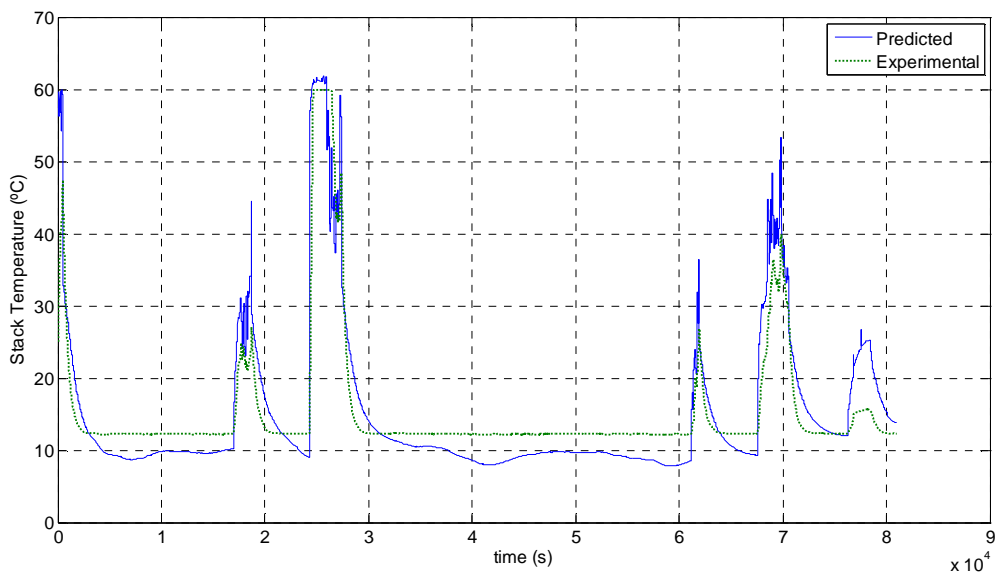


Figure 7.4.3.4.4. Fuel cell stack temperature validation

Figure 7.4.3.4.1 is the model input and Figure 7.4.3.4.3-Figure 7.4.3.4.4 show the recorded data against the model output. It is observed in the detail of Figure 7.4.3.4.2 a good fitting with experimental data.

7.4.3.5. Fuel Cell Parameters

The polarization curve parameters, shown in Table 7.4.3.5.1, describe the best fit to replicate the PEM FC polarization curve. The thermal dynamic coefficients of the fuel cell are shown in Table 7.4.3.5.2.

For the polarization curve

X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13
23.06	4.236	-7.808	6.413	0.3629	-1.873	112.3	2.073	-2.283·10 ⁴	15.67	-127.9	33.62	-0.6211

Table 7.4.3.5.1. Fuel cell coefficients for the V-I curve

And for the thermal dynamics:

Table 7.4.3.5.2 Thermal coefficients of the PEM FC

Parameter	Value
Thermal capacity Ct	11005 J·K ⁻¹
Natural convection coefficient	6 W·m ⁻² K ⁻¹
Forced convection coefficient	20 W·m ⁻² K ⁻¹

7.4.4. Storage system

The hydrogen tank level is modelled using mass balance. Indeed, the stored hydrogen rate depends on three terms: the hydrogen production from the electrolyser (\dot{m}_{ely}), the hydrogen flow required from the fuel cell (\dot{m}_{fc}) and finally the leakage rate to the environment (\dot{m}_{leak}).

$$\dot{m}_{tk} = \dot{m}_{ely} - \dot{m}_{fc} - \dot{m}_{leak} \quad (7.23)$$

The control variable here is the tank level. Neglecting the leakage term, the amount of hydrogen in the tank is given by:

$$m_{tk} = m_0 \int \dot{m}_{ely} - \dot{m}_{fc} dt \quad (7.24)$$

A second control variable is the tank pressure. Assuming ideal gas conditions, the tank pressure is easily obtained from:

$$p_{tk} = \frac{n_{tk}RT_{tk}}{V_{tk}}$$

Where n_{tk} is the moles of hydrogen into the tank. R is the ideal gas constant. T_{tk} is the temperature of the hydrogen in the tank and V_{tk} is the volume of the tank.

7.5. Integrated System Operation

This section describes how each model is integrated in order to perform a global system simulation. The models discussed in previous sections are combined, exchanging the state variables through the integrated structure shown in Figure 7.5.1.

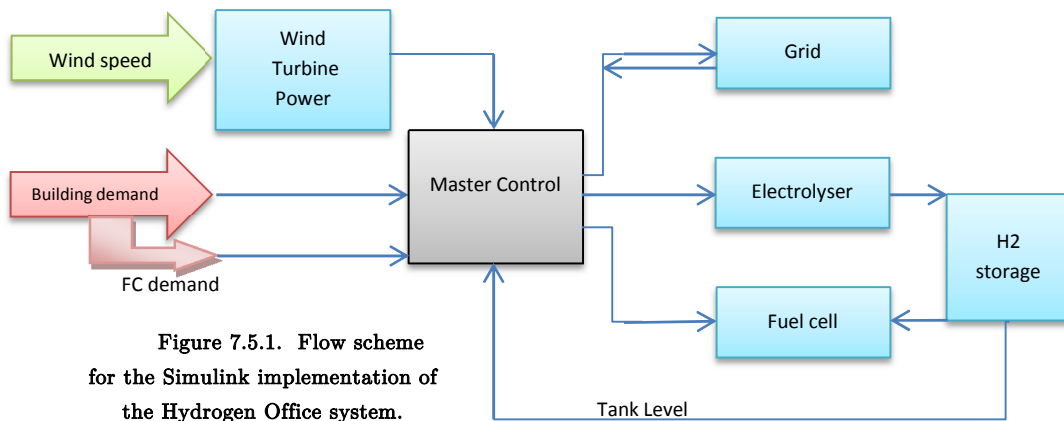


Figure 7.5.1. Flow scheme for the Simulink implementation of the Hydrogen Office system.

Overall inputs are the wind speed and the building demand.

To complete the calculations of the integrated system without incurring in algebraic loops, variable initial values must be set into the Integration block of each subsystem.

The diagram is completed by the Master Control subsystem. This block receives the state variable/s as inputs and computes the control signals as outputs. The control signals are the power references for: the electrolyser, the fuel cell and the electricity exported/imported from the grid. The state variable in this case is the storage level.

Once the model has been completed, we assess the correct performance by means of representative simulations. Then, we selected two scenarios where the FC and the electrolyser shows their operation.

Section 7.5.1 outlines an example of the current HO operation, which is shown using the HO original control. Section 7.5.2 describes a situation where there is low wind turbine output.

7.5.1. Scenario 1: strong wind and electrolyser operation

In order to model the performance of the system in a high wind scenario, the wind profile shown in Figure 7.5.1.1 was used. The data were gathered at 5 min intervals (as usual in data acquisition systems). A Matlab function was programmed to adapt the data for Simulink simulations (in the interval of seconds). The simulation took 4 minutes and 22 seconds with a 3.3 GHz x 8 microprocessors (8 GB RAM) computer.

In this scenario the average power produced by the wind turbine (Figure 7.5.1.2) is high. There is large variability in the power produced by the wind turbine; this is due to wind speed fluctuations. The WT power is primarily used to meet the building demand. The balance is guaranteed by the grid export power. Then, when the control system detects an average power above 80 kW for ten minutes a command is sent to activate the electrolyser.

The control activates the electrolyser at full power (Figure 7.5.1.4). The start-up process ramps the power to the electrolyser over the course of two minutes until it reaches rated power (30 kW). The electrolyser reaches the rated temperature in 600 seconds and the control system holds the temperature around the optimal operation zone (Figure 7.5.1.5). The electrolyser is operated at a constant power level until the control system determines that the average net power is less than 80 kW during ten minutes. Then, the electrolyser is switched off.

Finally, Figure 7.5.1.7 shows the electricity derived to the grid which corresponds with the excess power that the electrolyser cannot meet.

The hydrogen produced by the electrolyser causes the tank level to vary as it is shown in Figure 7.5.1.8. In the simulation a starting level of 50% was supposed and the tank level increases till 70% level. Electrolyser delivering pressure is set about 12 barg. However, tank working pressure is given by deriving the equation (7.25) (Mandhapati Raju, 15 July 2012). The tank pressure is shown in Figure 7.5.1.9.

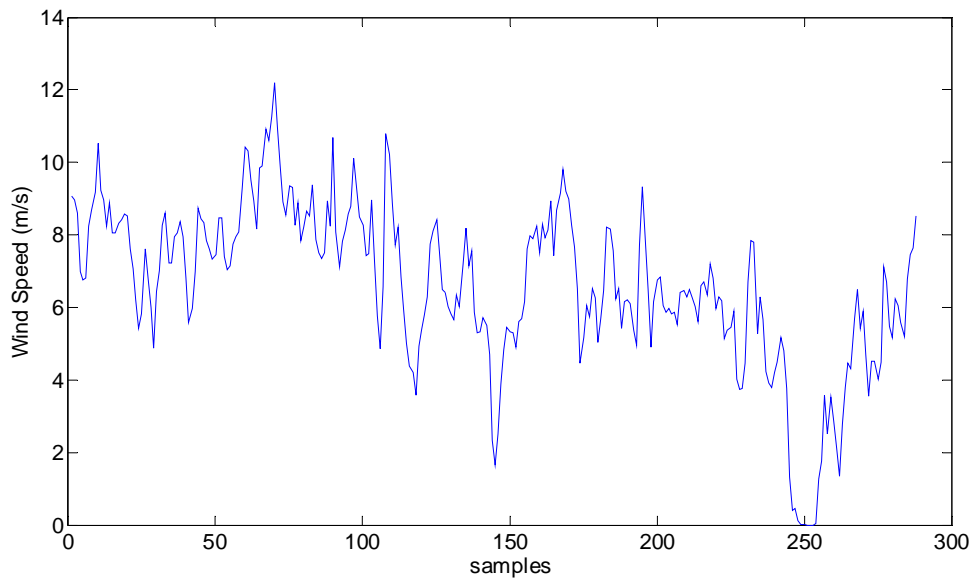


Figure 7.5.1.1. Wind speed profile used for the simulation

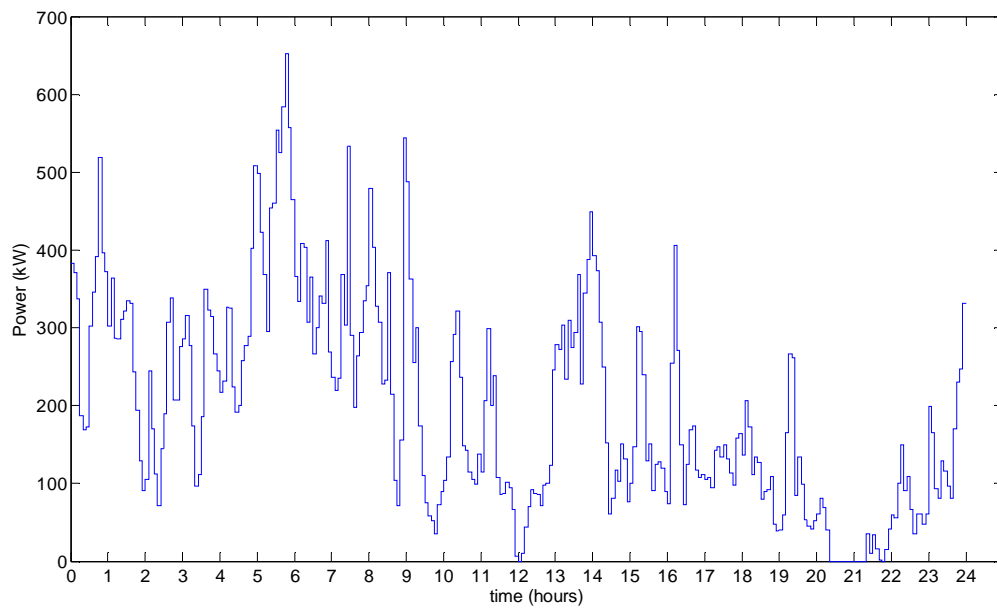


Figure 7.5.1.2. Wind Turbine power produced in 24 hours

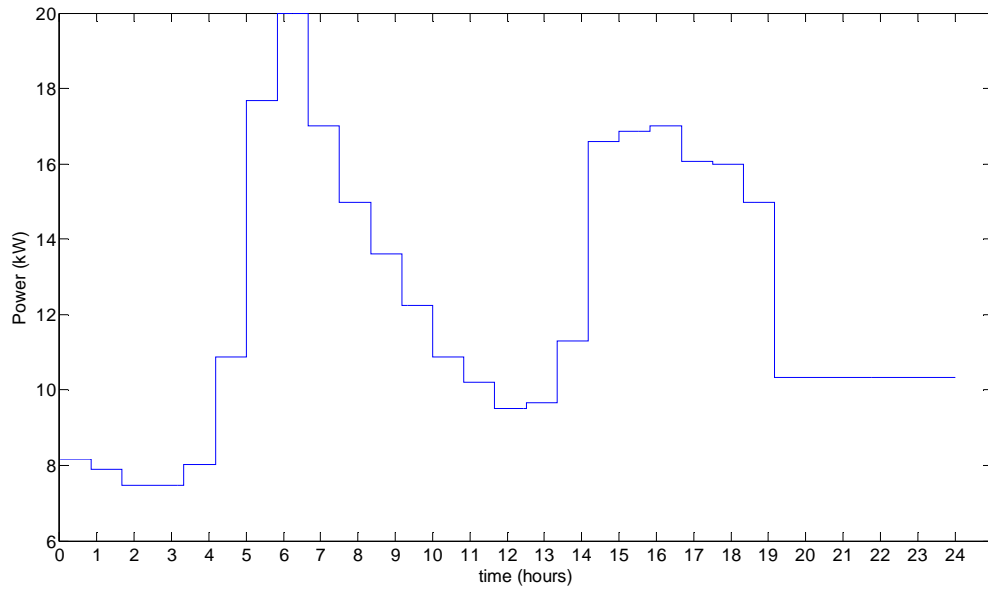


Figure 7.5.1.3. Hydrogen Office building demand

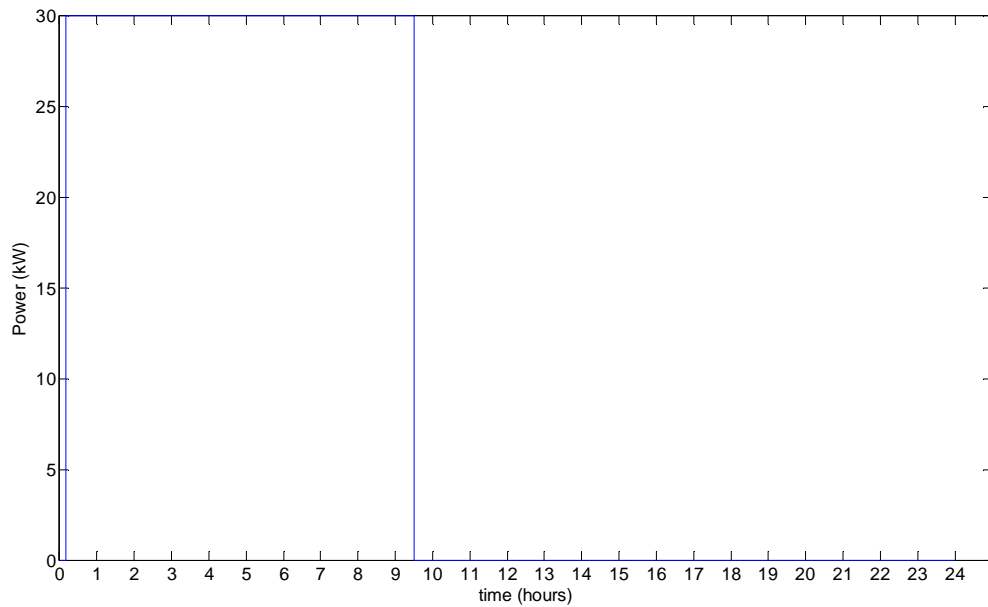


Figure 7.5.1.4. Electrolyser power curve

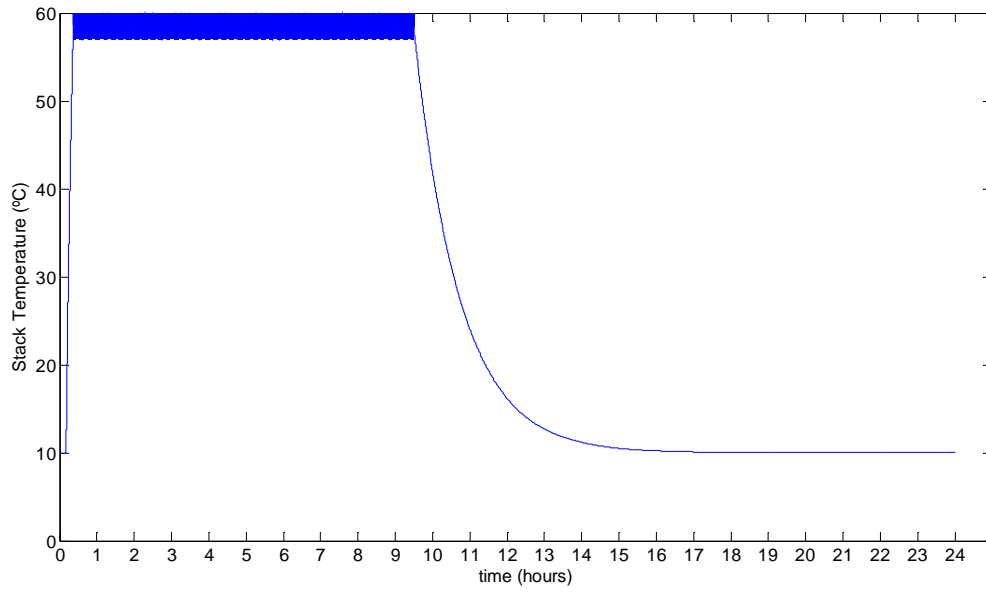


Figure 7.5.1.5. Electrolyser stack temperature

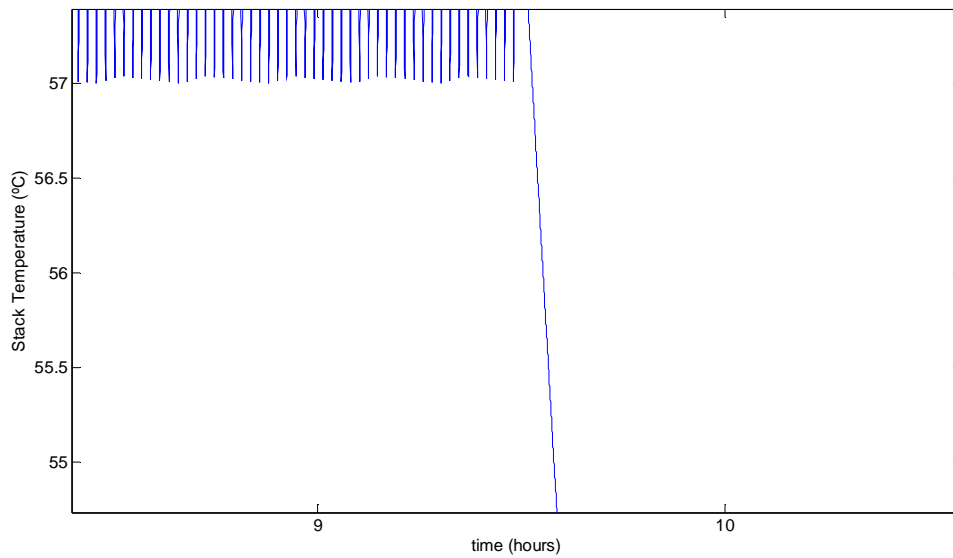


Figure 7.5.1.6. Electrolyser temperature detail

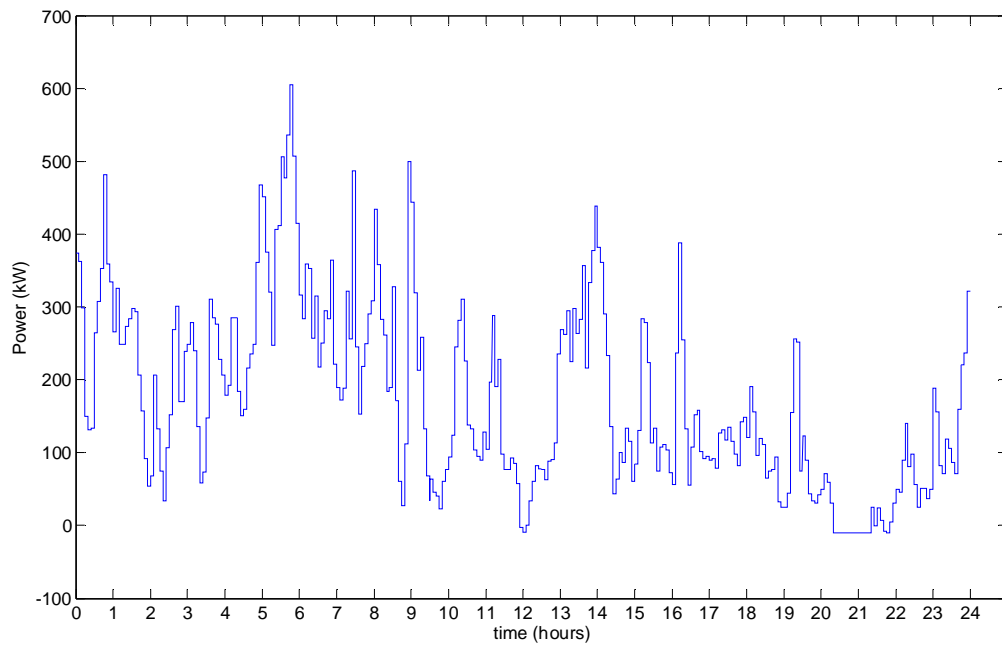


Figure 7.5.1.7. Exported electricity to the grid.

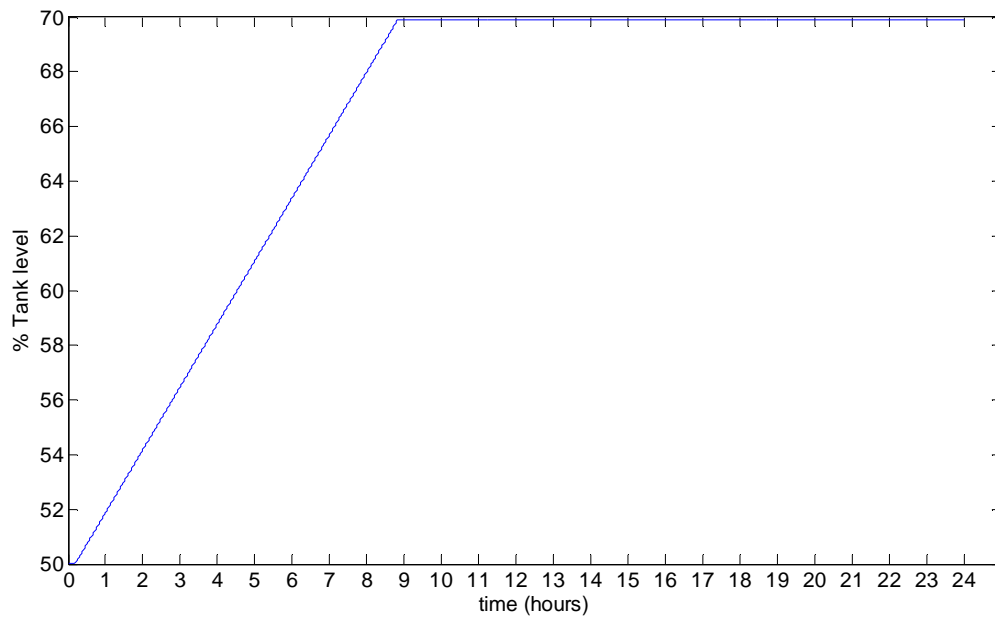


Figure 7.5.1.8. Hydrogen storage tank level

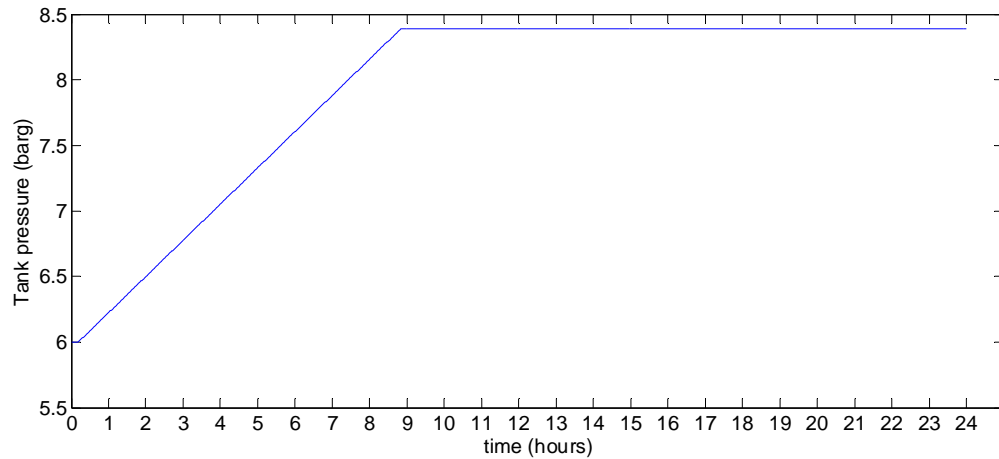


Figure 7.5.1.9. Pressure variation in the hydrogen storage tank.

7.5.2. Scenario 2: scarce wind and fuel cell operation

In the Scenario 2, the wind is null or very scarce during the simulation. This yields the hourly average wind turbine power presented in Figure 7.5.2.1. The aim of this simulation is to observe the fuel cell operation over a working day in the office with little or no wind energy.

As mentioned earlier, the control must activate the fuel cell that powers the office located in the ground floor. While the control estimates the average power, the demand is satisfied with the energy imported from the grid. Then, the fuel cell is activated producing the power shown in Figure 7.5.2.2.

The power supplied by the fuel cell slightly differs from the power demand. This is due to the fuel cell time constant. Note that the batteries provide the transient load while the fuel cell reaches nominal conditions (see Figure 7.5.2.6).

The hydrogen tank level (shown in Figure 7.5.2.5) is function of the fuel cell power production. In this simulation, we observe that the fuel cell system can power the office for the entire day.

Although the fuel cell provides the office electrical demand, most of the buildings' electrical energy is satisfied by the energy imported from the main grid (Figure 7.5.2.4). During the simulation, after 10 hours, the wind starts blowing. Therefore the grid imports only the difference between the power demanded and the produced by the WT (which is very stochastic).

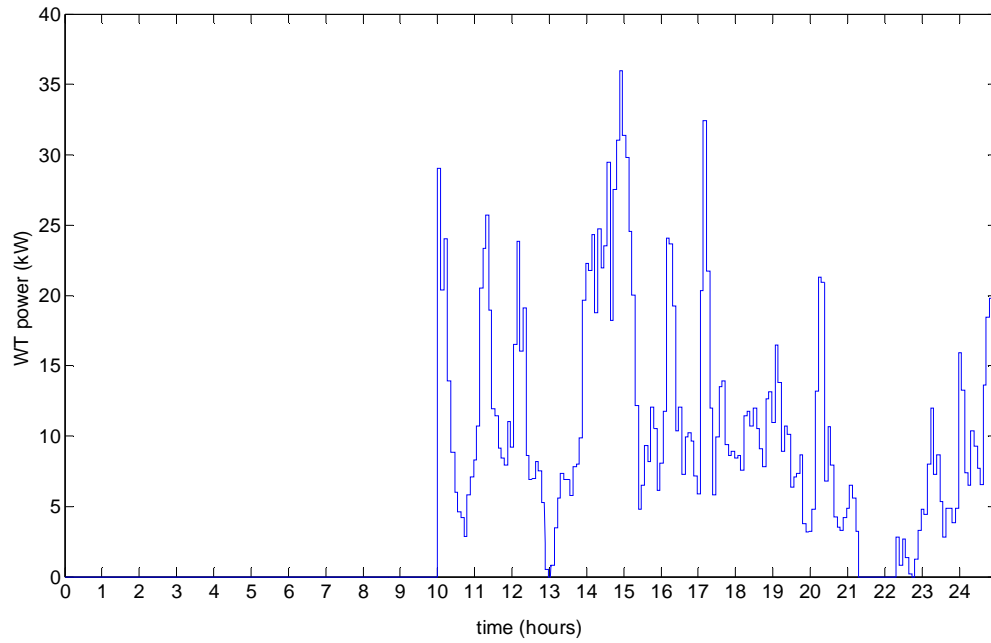


Figure 7.5.2.1. Wind turbine power produced in 24 hours

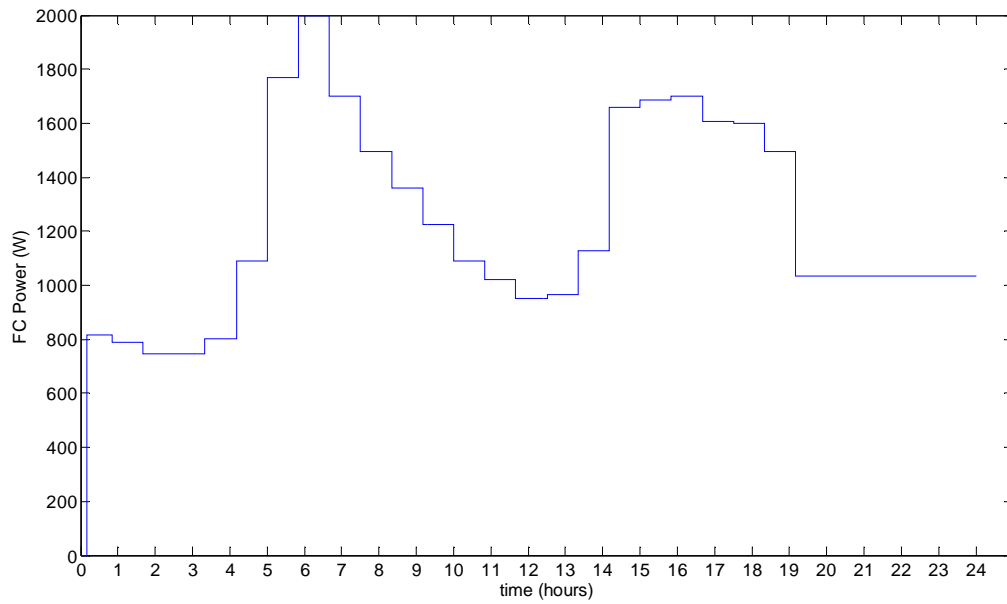


Figure 7.5.2.2. Fuel cell power produced

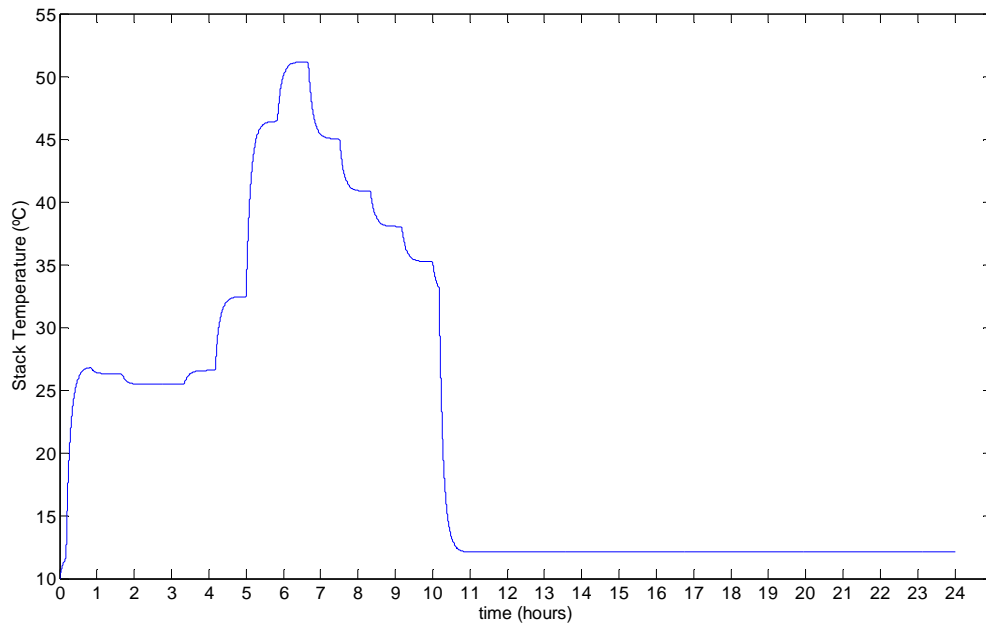


Figure 7.5.2.3. Fuel cell stack temperature

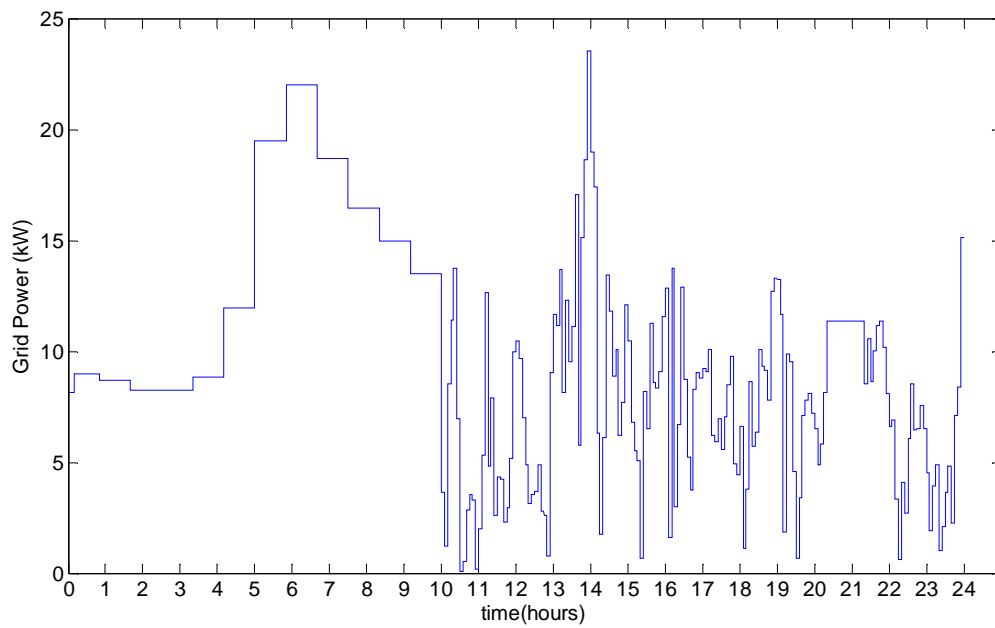


Figure 7.5.2.4. Power imported from the grid

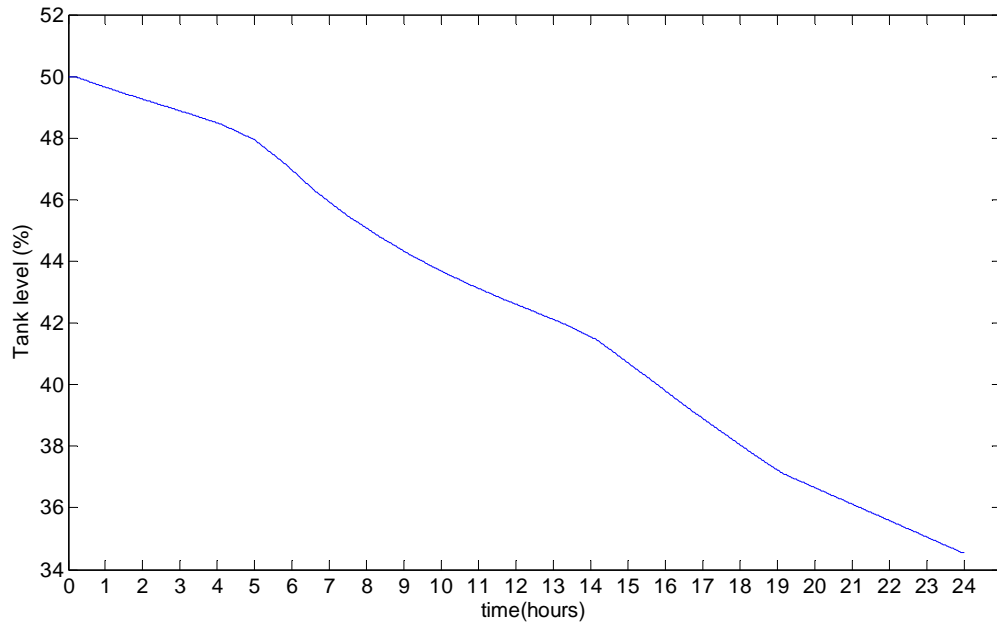


Figure 7.5.2.5. Hydrogen storage tank level

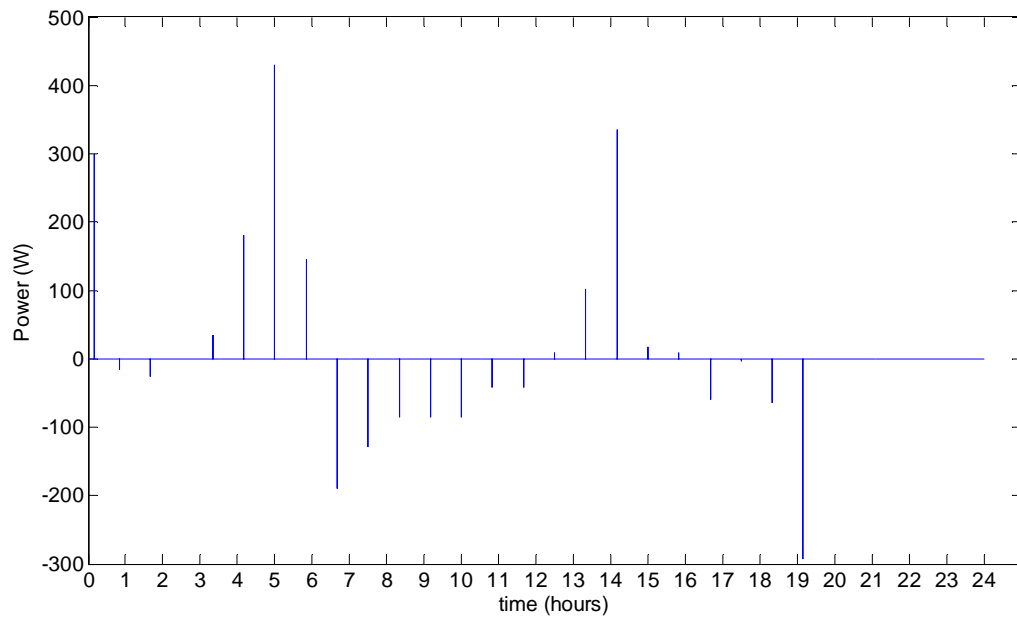


Figure 7.5.2.6. Battery power

7.6. Concluding remarks and future work of modeling wind-hydrogen systems

An operational wind-hydrogen hybrid energy system has been modelled and validated using experimental data. The issues regarding the validation process have been extensively discussed. Guidelines that allow other researchers to model and validate operational wind-hydrogen system have been provided.

The dynamic behaviour of the system has been tested by performing simulations in different wind conditions under the present HO control strategy. The simulations demonstrate that the system can cope with great variability in wind speeds using the hydrogen when necessary to balance the power generated by the wind turbine. The validation results show a good agreement with experimental data provided by the Hydrogen Office. Therefore, the models developed in this chapter can be used to predict the performance of a wind-hydrogen system.

The main contribution of this chapter is providing an approach for modelling a real plant using the same methodology for lab-scale modelling.

Drawing on this modelling experience, the following guidelines should be taken into consideration when adopting this approach:

- Collecting a consistent set of plant operational data sweeping all the operating conditions.
- Process the data in order to obtain two separated groups:
 - Steady-state operation data. Selecting the data with same (or approximated) temperature values.
 - Transient operation data. Selecting the data representing a typical step in the input or transient behaviour (different temperature conditions).
- Validation of the static behaviour. The data processed earlier are used to find out parameters with no dependence on the dynamics. Voltage-current curves essentially.
- Validation of the dynamic behaviour. The step and transient profiles are used in conjunction with the optimization tool to identify the model dynamic parameters.
- Performing simulations against real operational data to assess the goodness of the model before whole system integration.

The simulations performed confirm the experience gained in the HO system operation. For examples, the hydrogen storage system is unable to store large quantities of wind energy. The electrolyser fills the tank very quickly in windy days. This means that many days the electrolyser won't be switched on as the tank is full. Larger hydrogen storage is possible but the fuel cell operation doesn't require much more hydrogen. Thus, the hydrogen could be also sold to the local companies. Ideal sizing solutions are difficult to reach due to commercial equipment constraints. Then, modelling tools, as presented herein could help to study plant performance limitations.

System control strategy could also be improved. The equipment activation thresholds can be optimized through simulations study (P.L.Zervas, 2008). Thus, the integrated model can be used for further optimization of the system operation in future work. Additionally, future work can include to expand the model towards a techno-economic one.

In conclusion the integrated model presented may prove to be a reliable tool for performance evaluation and optimization of wind-hydrogen plants without very high computational costs. Testing the HO system for a long period would be the best method of performance evaluation. However, studying the plant behaviour using realistic models can inform to future plant building and operation.

Chapter 8

Thesis conclusions

8.1. Thesis contributions to the state of the art

The development of this doctoral thesis has made a number of contributions to the state of art in hydrogen-based microgrids' control. Among the contributions it should be emphasized the following relevant points:

- The simulation tool developed incorporates in detail all related systems of a hydrogen-based microgrid. The experimental validation of all models provides high reliability of the results obtained in this thesis.
- The definition of the operation modes, simulation and experimental study presented in a methodical way can be consider as a contribution of this thesis to the state of the art. In the literature, strategies and modes were frequently overlapped. This Thesis identified independent operating modes that can be implemented in a hydrogen-based microgrid topology and quantitative analyses the advantages and disadvantages of each operation mode.
- We have defined a set of Key Performance Indicators (KPIs) in order to evaluate the different control strategies. Despite being an indispensable element to quantitatively assess the complex behavior of this type of plant, it had not been found in the literature consistent references about KPIs until now. This doctoral thesis might be consider as a reference in this point.
- The model predictive controller developed was experimentally demonstrated. It is important to notice that so far, there was no advanced control work in the literature whose operation had been experimentally demonstrated. The inherent complexity of this type of microgrid forced to use simple control techniques.
- The methodology carried out for the development and experimental validation of the control strategies is particularly interesting. It was identified as vital the characterization of the equipment laboratory for subsequent model validation. Thus, control strategies were tested with full guarantee using the models and afterwards in the microgrid plant resulting always in satisfactory results.
- By applying the modelling methodology previously developed in Chapter 4 to the modelling of the operational plant “The Hydrogen Office”, it has been shown that the study and conclusions derived from the work done at laboratory scale is applicable to demonstration project scale.
- The development and implementation of the model predictive controller in a system laboratory may be considered as a benchmark in this field. Since this thesis is the first work applying the MPC technique and demonstrating its performance in a hydrogen microgrid pilot plant. The optimal operation achieved using smooth power references is expected to contribute to a longer equipment lifetime along fulfilling user demand.

8.2. Summary of publications and research projects

In the framework of this thesis, several research projects were developed at regional, national and European context. In addition, this work has resulted in a number of publications in relevant journals of the area.

Research projects:

- **Analysis of the operating modes for the electricity management from renewable energy through energy storage based on hydrogen (P09-RNM-5065). 2010**
- **Experimental validation of model predictive control techniques in distribute generation. (DPI2010-21589-C05-03). 2011**
- **OPTIMAGRID. Intelligent Systems for optimization and self-management of microgrids with renewable energy applied to industrial areas in SUDOE region. (ES-0790/2011). <http://www.optimagrid.es/optimagrid/en/index.php>**

Additionally, it is in proposal stage the following project:

"Control and Optimization of renewable energy plants with hydrogen storage using multimode operation"

Where the objective is the development of a new control system based on the work of this thesis. With this control the plant could operate in different modes depending on the conditions of generation, demand and state variables of the plant.

During the development of the thesis it has been taken into account the importance of the results dissemination through publications in journals and conference papers. The activities in this regard are reflected below:

PEER-REVIEW JOURNAL PUBLICATIONS

“Influence of wind turbine power curve and electrolyser operating temperature on hydrogen production in wind–hydrogen systems”

Journal of Power Sources 196 (2011) 4418–4426.
Impact factor 2011: 4.951
Authors: Fco. Javier Pino, **Luis Valverde**, Felipe Rosa

“Design, planning and management of a hydrogen-based microgrid”.

IEEE Transactions on Industrial Informatics. Volume: 9, NO: 3. (2013).

Impact factor 2013: 2.99

Authors: **Luis Valverde**, Felipe Rosa, Carlos Bordons

“Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid”.

Int. Journal of Hydrogen Energy 38 (2013) 11672-11684

Impact factor 2013: 3.548

Authors: **L. Valverde**, F. Rosa, A.J. Del Real, A. Arce, C. Bordons

“Design and Experimental validation of Power Management using Model Predictive Control in a hydrogen-based Microgrid”

Authors: **L. Valverde**, C. Bordons and F. Rosa

Submitted to Journal of Power sources 10/25/2013

“A Holistic Modelling Approach for Evaluating the Performance of Hybrid Wind Hydrogen Energy Systems (HWHEs): Case Study the Hydrogen Office (HO) in Scotland/UK “

Authors: **L. Valverde**, D. Ali, D. Hogg, M. Abdel-Wahab

On-going Paper

NATIONAL JOURNAL PUBLICATIONS

Diseño, Montaje y Puesta en Funcionamiento de un Laboratorio de Hidrógeno y Pilas de Combustible

Energía. 2010. Pag. 44-52 2010

Authors: **Luis Valverde Isorna** et al.

INTERNATIONAL CONFERENCES

“Power Management using Model Predictive Control in a hydrogen-based microgrid”

IECON2012 - 38th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. ISBN 978-1-4673-2420-5, 25 - 28 October 2012 | ÉTS, Montréal, Canada

Authors: **Luis Valverde Isorna**, Carlos Bordons, Felipe Rosa

“A technical evaluation of Wind-Hydrogen (WH) demonstration projects in Europe”

POWERENG 2013 - 4th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. 13-17 May 2013, Istanbul, Turkey

Authors: **L. Valverde**, D. Alí, M. Abdel-Wahab, D. Hogg, J. Guerra

“Economic model predictive control of a smartgrid with hydrogen storage and PEM fuel cell“

IECON2013- 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 10-13, November 2013, Vienna, Austria. Accepted for publication

Authros: M. Pereira, D. Limón, T. Álamo, **L. Valverde**

“Hybrid Model Predictive Control of a Renewable Energy Microgrid considering optimal switching intervals”

IECON2013- 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. 10-13, November 2013, Vienna, Austria. Accepted for publication

Authros: J. Salazar, **L.Valverde**, F. Tadeo

NATIONAL CONFERENCES

“Técnicas de Control Predictivo para la gestión eficiente de micro-redes de energías renovables”.

X Simposio CEA de Ingeniería de Control. ISBN 978-84-615-7398-1. pp. 19-28. 1-2 Marzo 2012 2012

Authors:, Carlos Bordons, Alejandro del Real, **Luis Valverde Isorna**

“Diseño de un Entorno de Experimentación para Producción y Almacenamiento de Hidrógeno a Partir de Fuentes Renovables”.

Conappice 2010 - IV CONGRESO NACIONAL DE PILAS DE COMBUSTIBLE, Sevilla. Pag. 343-346.

Authors: **L. Valverde**, F. Rosa, A. Iranzo, F.J. Pino

“A new electrical integration topology for renewable energy systems incorporating hydrogen storage”.

HYCELTEC 2011, III IBERIAN SYMPOSIUM ON HYDROGEN, FUEL CELLS AND ADVANCED BATTERIES. Zaragoza, 27-30 Junio 2011.

Authors: **L. Valverde**, F.J. Pino, J.R. López, F. Rosa.

8.3. Contributions of this doctoral thesis to the establishment of present and future research lines

The results obtained in this thesis are being continued by several research lines related to model predictive control for H₂-microgrids. These activities, which are already being carried out in collaboration with several research groups, ensure the continuity of the work developed in the thesis.

The success of this new research line is also reflected in the creation of a special session at the conference at IECON2013, proposed by the dept. of Automation and system engineering from the University of Seville.

Thus, new MPC variants from this thesis work are being developed and tested in HyLab in conjunction with other research groups. In particular:

- Techniques MPCT (Model Predictive Control for Tracking). It is characterized by robustness and stability guarantee. Besides the use of restrictions, it allows changing operating points. This would change the set-point of the batteries charging level or the hydrides to the minimum, for example, in order to force the plant to sell all the energy stored to the grid for financial purpose in the periods in which electricity is expensive.
- Hybrid MPC techniques. They directly take into account, within the formulation, the operational constraints of equipment start-up and shut-down. This allows guarantee safety and a greater stability in the operation.

These lines are some examples of the wide range of possibilities opened from this work that may include the variety of Model Predictive Controllers in addition of meteorological predictions and seasonal scheduling.

In addition, a more advanced controller could include other plant variables (besides the power management). This would improve the plant operation. For example, a controller that also manages the heat transfer in the hydride tank. A controller that would set the optimal hydrogen delivering pressure will be useful to guarantee that the fuel cell is feed properly.

8.4. Final conclusions and future work

Finally, a summary of the most important conclusions obtained during the development of this thesis and some recommendations as future research work is given in this section:

A detailed study of the state of the art, in terms of control strategies, yields the conclusion of a remarkable gap in advanced control strategies for H₂-microgrids and especially regarding their experimental demonstration. The complexity of these systems drove the usage of simple control strategies in order to reduce potential sources of problems. Consequently, all demonstrative installations implemented simple heuristic control strategies. Later on, the operational experience concluded that many technical problems, equipment damage and efficiency were related to the limitations of the control strategies used.

The detailed microgrid equipment characterization has been critical to the later success of the plant operation. The laboratory environment has allowed specific tests on each device. This was vital for an accurate learning of the equipment operation, in addition of the parameter identification and operational results for mathematical model validation.

The models developed describe with sufficient accuracy the physical behavior of the plant for control purposes. The proof of this relies on the successful results obtained in the operation of the laboratory. The controller tests showed that the simulation prediction fits the experimental one with slight differences. Based on the models reliability, testing the controllers on the real plant was a safety procedure, minimizing the risk for the plant. Therefore, the simulation tool developed will allow future research for testing new controllers before being implemented in the real plant.

The Key Performance Indicators defined in this thesis, especially the operational cost, are particularly interesting. The indicators have allowed the quantitative evaluation of the operation modes and the Model Predictive Control. These indicators have allowed distinguish which operation modes are more convenient for certain situations and which are prohibitive in some cases. A set of recommendations were drawn in this thesis, based on the KPI analysis. Afterwards, the benchmarking with the MPC has demonstrated the capabilities of the Model Predictive Control in microgrid power management.

A MPC has been developed and experimentally demonstrated at the hydrogen microgrid HyLab. The power management showed much higher features than conventional control techniques in any of the meteorological scenarios. The controller sets the optimal power signal to each equipment while protecting of intensive use and extending the lifetime. As a major result, the operational cost is highly reduced. All this features are integrated in a simple formulation and implementation presented.

The modeling methodology, in which the whole control study is based, has been tailored and applied to a demonstrative-scale facility. A complete operational installation was modeled and experimentally validated. Thus, it has been demonstrated that the control study is supported by a solid base.

As future work, this thesis has opened the way to the development and implementation of other MPC variants, such as hybrid MPC, MPC tracking, non-linear, or by means of different solvers such as, MIQP (Mixed Integer Quadratic Programming) and MINLP (Mixed Integer Non-Linear Programming). The approach presented in this thesis is expected to support other researchers for developing and testing advanced controllers in hydrogen microgrid plants.

Bibliografía

- A. Awasthi, K. Scott, S. Basu**, Dynamic modeling and simulation of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy 26. - 2011. - pp. 14779–14786.
- A. Bergen, L. Pitt, A. Rowe, P. Wild, N. Djilali** Experimental assessment of a residential scale renewable –regenerative energy system [Journal] // Journal of Power Sources. - 2009. - pp. 158-166.
- A. Bilodeau, K. Agbossou** Control analysis of renewable energy system with hydrogen storage for residential applications [Journal] // Journal of Power Sources 162. - 2006. - pp. 757–764.
- A. Cooper, J. Furakawab, L. Lamc, M. Kellawayd** The UltraBattery—A new battery design for a new beginning in hybrid electric [Journal] // Journal of Power Sources. - 2009. - pp. 642–649.
- A. del Real, A. Arce, C. Bordons** Development and experimental validation of a PEM fuel cell dynamic model [Journal] // Journal of Power Sources. - 2007. - 173. - pp. 310-324.
- A. Freni, F. Cipiti, G. Cacciola** Finite element-based simulation of a metal hydride-based hydrogen storage tank [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy 34 . - 2009. - pp. 8 5 7 4 – 8 5 8 2.
- A. Garrigos, J.M.Blanes a, J.A.Carrasco a, J.L.Lizan a, R.Beneito b, J.A.Molina** 5 kW DC/DC converter for hydrogen generation from photovoltaic sources [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy . - 2010. - pp. 6123-6130.
- A. Yilanci, I. Dincer, H.K. Ozturk** A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications [Journal] // Progress in Energy and Combustion Science. - 2009. - pp. 231-244.
- A.K. Athienitis, A. Tzempelikos**, A methodology for simulation of daylight room illuminance distribution and light dimming for a room with a controlled shading device [Journal] // Solar Energy. - 2002. - pp. 271-281.
- Ackermann, T.** Wind Power in Power Systemss [Journal] // Wind Engineering. - 2006. - pp. 447-449.
- Agbossou, K Chahine R, Hamelin J, Laurencelle F, Anouar A, St-Arnaud J-M, et al** Renewable energy systems based on hydrogen for remote applications. [Journal] // Journal of Power Sources. - 2001. - 1 : Vol. 96. - pp. 168–172.
- R.H. Lasseter et al** The CERTS Microgrid Concept [Journal] // White paper for Transmission Reliability Program, Office of Power Technologies, U.S. Department of Energy, April 2002. - 2002.

- Alejandro J. Del Real, Alicia Arce, Carlos Bordons** Hybrid model predictive control of a two-generator power plant integrating photovoltaic panels and Fuel Cell [Conference] // 46 IEEE Conference on Decision and Control. - New Orleans : [s.n.], 2007.
- Alicia Arce, Alejandro J. del Real, Carlos Bordons, Member, IEEE, and Daniel R. Ramírez** Real-Time Implementation of a Constrained MPC for Efficient Airflow Control in a PEM Fuel Cell [Journal]. - [s.l.] : IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2010. - Vol. 57.
- B. Kroposki, J. Levene, and K. Harrison** Electrolysis: Information and Opportunities for Electric Power Utilities [Report]. - [s.l.] : National Renewable Energy Laboratory, Technical Report, 2006.
- B. Vairamohan** State of charge estimation for batteries [Book]. - Knoxville : PhD Dissertation, University of Tennessee, 2002..
- B.A. Talagañis, G.O. Meyer P.A. Aguirre** Modeling and simulation of absorption/desorption cyclic processes for hydrogen storage-compression using metal hydrides [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy. - 2011. - pp. 3621-3631.
- Bahram Panahandeh, Jochen Bard , Abdelkader Outzourhit Driss Zejli** Simulation of PVEWind-hybrid systems combined with hydrogen storage for rural electrification [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy 36. - 2011. - pp. 4185-4197.
- Barbir F.** Fuel Cell Handbook [Book]. - 2005.
- Barbir Frano** PEM electrolysis for production of hydrogen from renewable energy sources [Journal] // Solar Energy, Volume 78, Issue 5. - 2005. - pp. Pages 661-669.
- Barbir Frano** PEM fuel Cells. Theory and Paractice [Book]. - [s.l.] : Elsevier, 2005.
- Björn Bolund, Hans Bernhoff, Mats Leijon** Flywheel energy and power storage systems [Journal] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2007. - pp. 235–258.
- Brendan D. MacDonald, Andrew M. Rowe** Experimental and numerical analysis of dynamic metal hydride hydrogen storage systems [Journal] // Journal of Power Sources 174 . - 2007. - pp. 282-293.
- C. Van Atten, A. Saha, L. Reynolds** Benchmarking air emissions of the 100 largest power producers in the United States [Report]. - [s.l.] : M.J. Bradley & Associates, LLC, 2012.
- Camacho E.F. and Bordons C.** Model Predictive Control [Book]. - [s.l.] : Springer-Verlag, 2004.
- Cheng H.M.** Hydrogen storage in carbon nonotubes [Journal] // CARBON. - 2001. - pp. 1447-1454.
- Choi P.** A simple model for solid polymer electrolyte (SPE) water electrolysis [Journal] // Solid State ionics. - 2004. - pp. 535-539.

Clarke D. W., C. Mohtadi and P. S. Tu Generalized predictive control. The basic algorithm. [Journal] // Automatica. - 1987. - pp. 137-148.

Consulting Boston Evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030 [Report]. - [s.l.] : Group, Boston Consulting, 2010.

Couturier K. TANK DESIGN FOR ON BOARD HYDROGEN STORAGE IN METAL HYDRIDES (DLR) [Journal] // ENERGY SUSTAINABLE USA. - 2008.

Cumalioglu I. State of the Art: Hydrogen storage [Conference]. - [s.l.] : Transactions of the ASME, 2008.

D. Lu H. Fakham, T. Zhou, B. François Application of Petri nets for the energy management of a photovoltaic based power station including storage units [Journal] // Renewable Energy 35. - 2010. - pp. 1117–1124.

D. Ohlendorf, H. E. Flotow HEAT CAPACITIES AND THERMODYNAMIC FUNCTIONS OF LaNi₅, LaNi₅H_{0.9} AND LaNi₅H_{6.39} FROM 5 TO 300 K* [Journal] // Journal of the Less-Common Metals. - 1980. - pp. 25-32.

Van Dijk Nicholas PEM ELECTROLYSER DEGRADATION MECHANISMS AND PRACTICAL SOLUTIONS [Conference] // Durability and Degradation Issues in PEM Electrolysis Cells and its Components. - Freiburg : [s.n.], 2013.

Dimitris Ipsakis, Spyros Voutetakis, Panos Seferlis, Fotis Stergiopoulos, Costas Elmasides Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage [Journal] // international journal of hydrogen energy. - 2009. - 34. - pp. 7081 – 7095.

Dimitris Ipsakis, Spyros Voutetakis, Panos Seferlis, Fotis Stergiopoulos Energy management in a stand-alone power system for the production of electrical energy with long term hydrogen storage [Journal] // Computer Aided Chemical Engineering. - 2008. - pp. Pages 1125-1130.

Dimitris Ipsakis, Spyros Voutetakis, Panos Seferlis, Fotis Stergiopoulos, Energy management in a stand-alone power system for the production of electrical energy with long term hydrogen storage [Conference] // 18th European Symposium on Computer Aided Process Engineering – ESCAPE 18. - [s.l.] : Elsevier B.V, 2008.

DoE FUEL CELL HANDBOOK 5th Edition [Book]. - [s.l.] : U.S. Department of Energy, 2000.

DoE Hydrogen and Fuel Cell Activities, Progress, and Plans [Report]. - [s.l.] : Report to Congress, 2009.

Dutton AG, Bleijs JAM, Dienhart H, Falchetta M, Hug W, Prischich D, et al Experience in the design, sizing, economics, and implementation of autonomous windpowered hydrogen production systems [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy. - 2000. - Vol. 25. - pp. 705–22..

- E. F. Camacho C. Bordons** Model Predictive Control [Book]. - [s.l.] : Springer, 2004.
- E.M. Stewart, A.E. Lutz, S. Schoenung, M. Chiesa, J.O. Keller, J. Fletcher, G. Ault, J. McDonald, A. Cruden** Modeling, analysis and control system development for the Italian hydrogen house [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy. - 2009. - pp. 1638-1646.
- Eide PO Hagen EF, Kuhlmann M, Rohden R** Construction and commissioning of the Utsira wind/hydrogen stand-alone power system. [Conference] // EWEC 2004-European Wind Energy Conference. - London : [s.n.], 2004.
- ENERCON** <http://www.enercon.com> [Online].
- EUR 20719 EN** Hydrogen Energy and Fuel Cells: A vision of our future. Final Report Of The High Level Group for Hydrogen and Fuel Cells Technologies [Report].
- European-Commission** Hydrogen Energy and Fuel Cells. A vision of our future [Report]. - [s.l.] : Final Report of the high level group, 2003.
- F. J. Pino, Luis Valverde, Felipe Rosa** Influence of wind turbine power curve and electrolyzer operating temperature on hydrogen production in wind–hydrogen systems [Journal] // Journal of Power Sources 196. - 2011. - pp. 4418–4426.
- F. Laurencelle, R. Chahine, J. Hamelin, K. Agbossou, M. Fournier, T. K. Bose, A. Laperrière** Characterization of a Ballard MK5-E Proton Exchange Membrane Fuel Cell Stack [Journal] // FUEL CELLS. - 2001. - 1.
- Gammon R., Roy A., Barton J., Little M.** HARI–hydrogen and renewables integration. Case study report. IEA Hydrogen Implementing Agreement [Report]. - 2006.
- Gazey R, Salman SK, Aklil-D’Halluin DD.** A field application experience of integrating hydrogen technology with wind power in a remote island location [Journal] // Journal of Power Sources. - 2006. - 157. - pp. 841–847..
- Ghosh B. Emonts, H. Janßen, J. Mergel, D. Stolten** Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system [Journal] // Solar Energy 75. - 2003. - pp. 469–478.
- Green M.A** Solar cells. Operating principles, Technology and System Applications [Book]. - Nueva Jersey : Prentice-Hall, 1982.
- Gross Dr. Karl J, K. Russell Carrington** Recommended Best Practices for the Characterization of Storage Properties of Hydrogen Storage Materials [Book]. - [s.l.] : National Renewable Energy Laboratory Contract, 2008.
- Guangyu Liu Sing Kiong Nguang, Ashton Partridge** A general modeling method for I-V characteristics of geometrically and electrically configured photovoltaic arrays [Journal] // Energy conversion and Management. - 2011. - pp. 3439-3445.

H. Solmecke O. Just, D. Hackstein Comparison of solar hydrogen storage systems with and without power-electronic DC-DC converters [Journal] // Renewable Energy 19. - 2000. - pp. 333-338.

Haisheng Cheng Thang Ngoc Cong, Wei Yang, Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding Progress in electrical energy storage system: A critical review [Journal] // Progress in Natural Science. - 2009. - Vol. 19. - pp. 291-312.

Hajizadeh A., Golkar MA Control of hybrid fuel cell/energy storage distributed generation system against voltage sag. [Journal] // Electr Power Energy Syst. - 2009.

Hogg David, Modelling and Optimisation of the Hydrogen Storage System at the Hydrogen Office [Book]. - Edinburgh : Master Dissertation, 2011.

Hung-Cheng, Chen Jian-Cong Qiu, Chia-Hao Liu Dynamic Modeling and Simulation of Renewable Energy Based Hybrid Power systems [Conference] // DRPT2008. - Nanjing, China : IEEE, 2008.

IEA ENERGY TECHNOLOGIES PERSPECTIVE 2010 [Report]. - [s.l.] : IEA, 2010.

IEA "IEA Hydrogen Implementing Agreement Task 11: Integrated systems-Final Report of subtask A:Case studies of integrated hydrogen energy systems [Report]. - 1998.

IEA CLEAN ENERGY PROGRESS REPORT [Report]. - 2011.

IEA Wind Energy: Annual Report [Report]. - 2008.

Indus Corporation GLOBAL RESOURCE ANALYSIS [Report]. - 2008.

Infrastructure WPH. Impact on the Development of Electricity Microgrid evolution roadmat in EU [Report]. - 2009.

Ioannis Hadjipaschalis, Andreas Poulikkas , Venizelos Efthimiou Overview of current and future energy storage technologies for electric [Journal] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2009. - pp. 1513–1522.

Ipakchi A., Albuyeh, F. Grid of the future [Journal] // IEEE Power and Energy Magazine. - [s.l.] : IEEE Power and Energy Magazine, 2009. - 52-62. - pp. 52-62.

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 [Journal] // Energy.

Iranzo Alfredo Desarrollo y validación experimental de un modelo computacional de pilas de combustible de tipo PEM y su aplicación al análisis de monoceldas [Book]. - Sevilla : Universidad de Sevilla, 2010.

J. Levene B. Kroposki, and G. Sverdrup Wind Energy and Production of Hydrogen and Electricity-Opportunities for renewable hydrogen [Conference] // Renewable Energy and fuels technical conference. - Las Vegas, Nevada, 2006. : [s.n.].

J. Sánchez C. Veganzones, S. Martínez, F. Blázquez, N. Herrero, J. Wilhelmi Dynamic model of wind energy conversion systems with variable speed synchronous generator and full-size power converter for large-scale power system stability studies [Journal] // Renewable Energy. - 2009. - pp. 1186–1198..

J.D.Aguilar G. NOFUENTES, J.MARÍN, J.C.HERNÁNDEZ, F.J.MUÑOZ, y E. GUZMÁN ESTUDIO DE LA CÉLULA SOLAR CON AYUDA DE SIMULADOR PSPICE® Y DE MEDIDAS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE SILICIO CRISTALINO A SOL REAL [Report]. - Escuela Politécnica Superior. Universidad de Jaén : [s.n.], 2006.

J.N. Baker, A. Collinson Electrical energy storage at the turn of the millenium [Journal] // Power Engineering Journal. - 1999. - pp. 107-112.

Jackson John Justo Francis Mwasilu, Ju Lee, Jin-Woo Jung AC-microgrids versus DC-microgrids with distributed energy resources: A review [Journal] // Renewable and Sustainable Energy Reviews. - 2013. - pp. 387-405.

James D. Maclay Jacob Brouwer , G. Scott Samuelsen Dynamic modeling of hybrid energy storage systems coupled to photovoltaic generation in residential applications [Journal] // Journal of Power Sources 163. - 2007. - pp. 916–925.

James Larminie, Andrew Dicks Fuel Cell systems Explained [Book]. - 2003.

Jay T. Pukrushpan, Anna G. Stefanopoulou, Huei Peng Modeling and control for PEM fuel cell Stack System [Conference] // American Control Conference. - 2002.

Josep M. Guerrero Senior Member, IEEE, Juan C. Vasquez, José Matas Luis García de Vicuña, and Miguel Castilla Hierarchical Control of Droop-Controlled AC and DC Microgrids—A General Approach Toward Standardization [Journal]. - [s.l.] : IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, 2011. - Vol. 58.

Junbom Kim, Seong-Min Lee, Supramaniam Srinivasan y Charles E.Chamberlin Modeling of Proton Exchange Membrane Fuel Cell Performance with an Empirical Equation. [Journal]. - 1995.

K. W. Whitten, R.E. Davis, M.L. Peck General chemistry with qualitative analysis. 5th Edition [Book]. - [s.l.] : Saunders College Publishing, 1996.

Karl J. Gross K., Russell Carrington Recommended best practicess for the characterization of storage properties of hydrogen storage materials [Book]. - [s.l.] : University of California, Berkeley, 2008.

Ke-Long Huang, Xiao-gang Li, Su-qin Liua, Ning Tana, Li-quan Chen Research progress of vanadium redox flow battery [Journal] // Renewable Energy. - 2008. - pp. 186-192.

Khalid M. A model predictive control approach to the problem of wind power smoothing with controlled battery storage [Journal] // Renewable Energy. - 2010. - pp. 1520-1526ç.

Kiyoaki Onoue, Yukitaka Murakami, Petros Sofronis Japan's energy supply: Mid-to-long-term scenario – A proposal for a new energy supply system in the aftermath of the March 11 earthquake [Journal]. - [s.l.] : International Journal of Hydrogen Energy, 2013. - Vol. 37. - pp. 8123-8132.

Kolokotsa, K. Niachou , V. Geros, K. Kalaitzakis , G.S. Stavrakakis , M. Santamouris Implementation of an integrated indoor environment and energy management system [Journal] // Energy and Buildings. - 2005. - pp. 93-99.

Korpas Magnus Distributed energy systems with wind power and energy storage (Thesis) [Book]. - Noruega : Norwegian University of Science and Technology, 2004.

L. Valverde D. Alí, M. Abdel-Wahab, D. Hogg, J. Guerra A technical evaluation of Wind-Hydrogen (WH) demonstration projects in Europe [Conference] // POWERENG2013. - Estambul : [s.n.], 2013.

Lin Cui Dahu Li, Jinyu Wen, Zhenhua Jiang, Application of Superconducting Magnetic Energy Storage Unit to Damp Power System [Conference] // International Conference on Deregulation and Restructuring and Power Technologies,. - Nanjing, China : Elsevier Inc, 2008. - pp. 2251-2257.

Linden Septimus van der Bulk energy storage potential in the USA, current developments and future prospects [Journal] // Energy. - 2006. - Vol. 31. - pp. 3446-3457.

López González Eduardo Seguridad en la Utilización de Hidrógeno como Combustible. INTA. [Journal]. - 2007.

López Rodolfo Dufo Dimensionado y control óptimos de sistemas híbridos aplicando algoritmos evolutivos [Book]. - Zaragoza : Universidad de Zaragoza, 2007.

Lorenzo E. Electricidad solar [Book]. - Progensa : [s.n.], 1994.

Luis M. Gandía, Raquel Oroz, Alfredo Ursúa, Pablo Sanchis, and Pedro M. Diéguez. Renewable Hydrogen Production: Performance of an Alkaline Water Electrolyzer Working under Emulated Wind Conditions [Journal] // Energy & Fuels. - 2007. - pp. 1699-1706.

Lymberopoulos. Dr. N. Hydrogen Production from Renewable [Book]. - 2005.

M. Hashem, Nehrir Caisheng Wang Modeling and control of fuel cells [Book]. - [s.l.] : IEEE, 2009.

M. Martins, A. Perdana, P. Ledesma, E. Agneholm, O. Carlson Renewable Energy [Journal]. - 2007. - Vol. 32. - pp. 1301–1316.

- M. Uzunoglu, O.C. Onar , M.S. Alam** Modeling, control and simulation of a PV/FC/UC based hybrid power generation system for stand-alone applications [Journal] // *Renewable Energy* 34. - 2009. - pp. 509–520.
- M.J. Khan, M.T. Iqbal** Analysis of a small wind-hydrogen stand-alone hybrid energy system [Journal] // *Applied Energy* . - 2009. - Vol. 86. - pp. 2429–2442.
- Magnus Korpås, Christopher J. Greiner** Opportunities for hydrogen production in connection with wind power in weak grids [Journal] // *Renewable Energy*. - 2008. - pp. 1199-1208.
- Mandhapati Raju, Siddhartha Kumar Khaitan** System simulation of compressed hydrogen storage based residential wind hybrid power systems [Journal] // *Journal of Power Sources*, Volume 210. - 15 July 2012. - pp. Pages 303-320.
- Manoj Karkee, Brian L. Steward** Parameter estimation and validation of a tractor and single axle towed implement dynamic system model [Journal] // *Computers and Electronics in Agriculture*. - 2011. - Vol. 77. - pp. 135-146.
- Marc LeBreux, Marcel Lacroix, Gérard Lachiver** Control of a hybrid solar/electric thermal energy storage system [Journal] // *International Journal of Thermal Sciences* 48 . - 2009. - pp. 645–654.
- Marcelo Carmo, David L. Fritz, Jürgen Mergel, Detlef Stolten** A comprehensive review on PEM water electrolysis [Journal] // *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 38, Issue 12. - 2013. - pp. Pages 4901-4934.
- Martin K.W., Harrison G.D.** Renewable Hydrogen: Integration, Validation, and Demonstration [Conference] // *NHA Annual Hydrogen Conference*. - [s.l.] : NREL/CP-581-43114, 2008.
- Matthew Little, Murray Thomson, David Infield** Electrical integration of renewable energy into stand-alone power supplies incorporating hydrogen storage [Journal] // *International Journal of Hydrogen Energy*. - 2007. - 32. - pp. 1582 – 1588.
- McDowall Jim** Integrating energy storage with wind power in weak electricity grids [Journal] // *Journal of Power Sources*. - 2006. - Vol. 162. - pp. 959-964.
- Melnichuk Maximiliano** Estudio numérico y experimental de almacenadores de hidrógeno basados en hidruros metálicos [Book]. - Universidad Nacional de Cuyo. Comisión Nacional de la Energía (Argentina) : Tesis doctoral, 2010.
- Michael C. Georgiadisa, Eustathios S. Kikkinidesc, Sofoklis S. Makridisc, Konstantinos Kouramasd, Efstratios N. Pistikopoulosd** Design and optimization of advanced materials and processes for efficient hydrogen storage [Journal] // *Computers and Chemical Engineering* 33 . - 2009. - pp. 1077–1090.
- Ministerio de Industria Gobierno de España** Plan de Energías Renovables 2011-2020 [Report]. - [s.l.] : Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2011.

Morral Albert Gustems Estudio de los procesos de degradación y predicción de la durabilidad de las membranas poliméricas para pilas de combustible [Book]. - Universidad autónoma de Barcelona. : [s.n.], 2012.

N.Lymeropoulos Emmanuel I. Zoulias and Hydrogen-based Autonomous Power systems [Book]. - [s.l.] : Springer, 2008.

Nakken T Frantzen E, Hagen EF, Strøm H. Utsira demonstrating the renewable hydrogen society [Conference] // WHEC16- World Hydrogen Energy Conference. - Lyon : [s.n.], 2006.

Nehrir M. Hashem MODELING AND CONTROL OF FUEL CELLS. DISTRIBUTED GENERATION APPLICATIONS [Book]. - [s.l.] : IEEE, 2009.

Nelson A. Kelly Thomas L. Gibson , Mei Cai , James A. Spearota, David B. Ouwerkerk Development of a renewable hydrogen economy:Optimization of existing technologies [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy 35. - 2010. - pp. 892 – 899.

Ø Ulleberg The importance of control strategies in PV–hydrogen systems [Journal] // Solar Energy. - 2003. - pp. 323-329.

O. Tremblay, L. Dessaint A Generic Battery Model for the Dynamic Simulation of Hybrid Electric Vehicles [Journal] // Vehicle Power and Propulsion Conference. - 2007. - pp. 284-289.

Ø. Ulleberg, H. Ito, M. H. Maack, B. Ridell, S. Miles, N. Kelly, A. Iacobazzi, M. Argumosa, S. Schoenung, E. Stewart Hydrogen Demonstration Project Evaluations [Report]. - [s.l.] : IEA-final report, 2007.

O.C. Onar, M. Uzunoglu, M.S. Alam Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system [Journal] // Journal of Power Sources, Volume 161, Issue 1. - October 2006. - pp. Pages 707-722.

O.C. Onar, M. Uzunoglu, M.S. Alam Modeling, control and simulation of an autonomous wind turbine/photovoltaic/fuel cell/ultra-capacitor hybrid power system [Journal] // Journal of Power Sources, Volume 185, Issue 2. - 2008. - pp. Pages 1273-1283.

Øystein Ulleberg, Hiroshi Ito, María Hildur Maack, Bengt Ridell, Shannon Miles, Nick Kelly, Agostino Iacobazzi, Maria del Pilar Argumosa, Susan Schoenung, Emma Stewart IEA agreement on the Production and Utilization of Hydrogen [Report]. - 2009.

Oystein Ulleberg Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. [Journal] // Int. Journal of Hydrogen Energy . - 2003. - Vol. 28. - pp. 21-33.

P.C. Gosh, B. Emonts, H. Jansen, J. Mergel, D. Stolten Ten years of operational experience with a hydrogen-based renewable energy supply system [Journal] // Solar Energy. - 2003. - pp. 469-478.

- P.L.Zervas H., Sarimveis, J.A.Palyvos, N.C.G. Markatos** Model-based optimal control of a hybrid power generation system consisting of photovoltaic arrays and fuel cells [Journal] // Journal of Power sources. - 2008. - pp. 327-338.
- P.S. Kauranen, P.D. Lund, J.P. Vanhanen** Control of battery backed photovoltaic hydrogen production [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy. - 1993. - pp. 383-390.
- Pino F.J.** Análisis de Sistemas Integrados de Producción de Hidrógeno a partir de Energía Eólica. Aportaciones al modelado dinámico de sistemas. [Report]. - Sevilla : PhD dissertation, 2010.
- Pukrushpan Jay T., Stefanopoulou, Anna G., Peng, Huei** Control of Fuel Cell Power Systems [Book]. - [s.l.] : Springer, 2004.
- Pukrushpan Jay Tawee**, Modeling and control of Fuel Cell systems and Fuel Processors [Book]. - Ann Arbor, Michigan : Department of Mechanical Engineering, 2003. - Vol. Master Dissertation.
- R. García-Valverde, N. Espinosa, A. Urbina** Simple PEM water electrolyser model and experimental validation [Journal] // International journal of hydrogen energy 37 . - 2012. - pp. 1927-1938.
- Red-Elctrica** Situación y retos de las energías renovables [Report]. - 2012.
- RES2H2** Cluster Pilot Project for the Integration of RES into European Energy Sectors using Hydrogen. - 2006.
- Reuters** Spain wind power firms see steady growth in 2009 [Report]. - [s.l.] : USA EDITION, 2009.
- Rihab Jallouli, Lotfi Krichen , Bruno Francois and Abderrazak Ouali** Modelling and Control of an Optimized PV Array with Hydrogen system Comprising a PEMFC and an Electrolyzer [Journal] // International Journal of Electrical and Power Engineering, 2007. - 264-273. - pp. 264-273.
- Rodolfo Dufo, José L. Bernal-Agustín, José A. Domínguez-Navarro** Generation management using batteries in wind farms: Economical and technical analysis in Spain [Journal] // Energy Policy. - 2009. - Vol. 37. - pp. 126-139.
- Rosa F.** Estudio teórico y experimental de la producción de hidrógeno a partir de un electrolizador alcalino [PhD]. - 2003.
- S. Kélouwani, K. Agbossou, R. Chahine** Model for energy conversion in renewable energy system with hydrogen storage [Journal] // Journal of Power Sources, Volume 140, Issue 2. - 2 February 2005. - pp. Pages 392-399.

S. Melloulia, F. Askria, H. Dhaoua, A. Jemnia, S. Ben Nasrallah Parametric studies on a metal-hydride cooling system [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy 34. - 2009. - pp. 3945 – 3952.

Sandrock G.D, Goodell PD Cyclic life of metal hydrides with impure hydrogen: overview and engineering considerations [Journal] // Journal of the Less Common Metals. - 1984. - pp. 159–173.

Shepherd C. Design of Primary and Secondary Cells-Part2. An equation describing battery discharge [Journal] // Journal of Electrochemical Society. - 1965. - pp. 657-664.

Simone Pedrazzi, Gabriele Zini, Paolo Tartarini Modelling and simulation of a wind-hydrogen CHP system with metal hydride storage [Journal] // Renewable Energy . - 2012. - Vol. 46. - pp. 14-22.

Tao Zhou, Bruno Francois Modeling and control design of hydrogen production process for an active hydrogen/wind hybrid power system [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy. - 2009. - Vol. 34. - pp. 21-30.

Tesfahunegn Optimal shifting of Photovoltaic and load fluctuations from fuel cell and electrolyzer to lead acid battery in a Photovoltaic/hydrogen standalone power system for improved performance and life time [Journal] // JOURNAL OF POWER SOURCES. - 2011. - pp. 10401-10414.

Ulleberg Øystein Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy 28 . - 2003. - pp. 21 – 33.

Ulleberg Øystein The importance of control strategies in PV–hydrogen systems [Journal] // SOLAR ENERGY. - 2003. - pp. 323-329.

Ulleberg Stand-Alone power systems for the future: optimal design, operation & control of solar-hydrogen energy systems [Book]. - Trondheim : Ph. D. dissertation, 1998.

Ulleberg. Ø. The Importance of Control Strategies in PV-hydrogen Systems [Journal] // Solar Energy. - 76. - pp. 323-329.

Valverde L., Bordons C. , Rosa F. Power Management using Model Predictive Control in a Hydrogen-based Microgrid [Conference] // IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. - Montreal : [s.n.], 2012.

Valverde L., Rosa F. and Bordons C. Design, Planning and management of a hydrogen-based microgrid [Journal] //, IEEE Transactions on Industrial Informatics. - 2013. - p. doi: 10.1109/TII.2013.2246576.

W. Wu, J.P. Wu, J.J. Hwang Multi-loop nonlinear predictive control scheme for a simplistic hybrid energy system [Journal] // International Journal of Hydrogen Energy. - 2009. - pp. 3953-3964.

W.W. Shen, C.C. Chan, E.W.C Lo, K.T. Chau Estimation of battery available capacity under variable discharge currents [Journal] // Journal of Power Sources. - 2002. - pp. 180-187.

Yunus Cengel HEAT AND MASS TRANSFER: A PRACTICAL APPROACH [Book]. - [s.l.] : McGraw-Hill, 2006.

Zakrisson Erik The Effect of Start/Stop strategy on PEM fuel cell degradation Characteristics [Book]. - Gothenburg, Sweden : Master of Science, 2011.